

**ENEL GENERACION PERU S.A.A.**

**Información Financiera Intermedia Separada  
(No Auditada)**

Notas a los Estados Financieros Separados  
al 31 de diciembre de 2016 y de 2015

## **1. Antecedentes y Actividad Económica**

### **A. Antecedentes**

Enel Generación Peru S.A.A., antes Edegel S.A.A. (en adelante “la Compañía”), es una sociedad anónima constituida en agosto de 1996 en el Perú y es subsidiaria de Generandes Perú S.A. quien posee el 54.20% del capital. Su domicilio legal es Calle César López Rojas No.201 Urb. Maranga Séptima Etapa Lima-Lima-San Miguel.

Con fecha 01 de marzo de 2016, la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) accionista del 29.40%, transfirió a favor de Endesa Américas S.A. el total de acciones que poseía.

Con fecha 28 de setiembre de 2016, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Américas S.A. aprobó la propuesta de fusión en virtud de la cual Enersis Américas S.A.(empresa del Grupo Enel), como entidad absorbente, incorporaría a las sociedades filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., las que se disolverían sin liquidarse, sucediéndose en todos sus derechos y obligaciones, quedando la fusión sujeta al cumplimiento de las condiciones suspensivas.

Con fecha 24 de octubre de 2016, en Junta General de Accionistas se resolvió cambiar la denominación social de Edegel S.A.A. a Enel Generación Perú S.A.A.

Con fecha 15 de diciembre de 2016, en virtud de lo resuelto en la Junta General de Accionistas del 28 de setiembre de 2016 mediante Escritura Declarativa de Cumplimiento de Condiciones de la Fusión, se dio cumplimiento a las condiciones suspensivas a que se encontraba la fusión teniendo efecto dicha fusión el 01 de diciembre de 2016, fecha en que la Compañía Enersis Américas S.A. cambia su razón social a Enel Américas S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía y Generandes Perú S.A., son empresas filiales de Enel Américas S.A., entidad que a su vez es filial de Enel Energy Europe, S.p.A. (en adelante Grupo “Enel”) de Italia.

### **B. Actividad Económica**

Su actividad económica consiste en la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas y públicas locales. La Compañía cuenta con cinco centrales hidroeléctricas ubicadas en las cuencas de los Ríos Santa Eulalia y Rímac, a una distancia aproximada de 50 Km. de la ciudad de Lima, con una potencia efectiva de generación de 589.0 MW. Asimismo, es propietaria de dos centrales de generación termoeléctricas, una con potencia efectiva de 417.6 MW, ubicada en el Cercado de Lima y otra con 479.3 MW ubicada en Ventanilla. La potencia efectiva total asciende a 1,485.90 MW.

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la Compañía tiene como única subsidiaria a Chinango S.A.C. (“la Subsidiaria”), en la que tiene una participación del 80% en el capital.

La Subsidiaria cuenta con dos centrales hidroeléctricas (Yanango y Chimay), ubicadas en el departamento de Junín, cuya capacidad efectiva de generación es de 197.9 MW.

A continuación se presentan los principales datos de los estados financieros consolidados de la Compañía y su Subsidiaria al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 y por los periodos terminados en esas fechas:

En miles de soles	2016	2015
Efectivo y equivalentes de efectivo	633,652	86,309
Otros activos corrientes	359,897	477,820
Activo de largo plazo	3,552,058	3,850,212
<b>Total activo</b>	<b>4,545,607</b>	<b>4,414,341</b>
Obligaciones financieras de corto plazo	170,482	262,209
Otros pasivos de corto plazo	539,305	342,017
Obligaciones financieras de largo plazo	270,588	368,507
Pasivo por impuestos diferidos	711,671	656,436
Otros pasivos de largo plazo	108,161	110,101
<b>Total pasivo</b>	<b>1,800,207</b>	<b>1,739,270</b>
Patrimonio atribuido a la controladora	2,672,593	2,607,833
<b>Total patrimonio</b>	<b>2,745,400</b>	<b>2,675,071</b>

  

En miles de soles	2016	2015
Ingresos operativos	1,966,891	1,840,060
Utilidad operativa	550,799	680,047
<b>Utilidad neta atribuida a la controladora</b>	<b>244,354</b>	<b>453,915</b>

**C. Aprobación de los Estados Financieros Separados**

Los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2016 fueron aprobados y autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 14 de febrero de 2017 y serán presentados para su aprobación al Directorio y a la Junta Obligatoria Anual de Accionistas que se efectuará dentro de los plazos establecidos por Ley. Los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2015 fueron aprobados por la Junta General de Accionistas el 17 de marzo de 2016.

**2. Regulación Operativa y Normas Legales que afectan las Actividades en el Sector Eléctrico**

La Compañía está comprendida dentro del ámbito de aplicación de diversas normas que regulan su actividad. El incumplimiento de dichas normas puede acarrear la imposición de sanciones a la Compañía, que la afectarían tanto económica como operativamente. La Gerencia de la Compañía monitorea y evalúa el cumplimiento de las normas y los reclamos que se presentan y considera que al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, no existen situaciones que deban ser divulgadas o provisionadas en los estados financieros, excepto por las indicadas en la nota 37 de este informe.

A continuación, un breve resumen del marco normativo que principalmente afecta las actividades de la Compañía:

**A. Ley de Concesiones Eléctricas**

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, el sector eléctrico está dividido en tres grandes subsectores, cada uno de los cuales

comprende una actividad distinta: generación, transmisión y distribución de electricidad. Según dicha ley y la Ley N°28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está sujeta a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, preservando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como la planificación de la transmisión y la administración del mercado de corto plazo. Asimismo, el COES-SINAC determina y valoriza las transferencias de potencia y energía entre los generadores.

**B. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica**

En julio de 2006 se promulgó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que tiene como uno de sus principales objetivos asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento, así como adoptar medidas para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación.

Una de las principales novedades que introdujo la norma es el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

**C. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería**

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN tiene por finalidad regular, supervisar y fiscalizar las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, teniendo entre sus funciones la de velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, fiscalizar y/o supervisar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios y de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo las relacionadas con la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, como parte de la función normativa OSINERGMIN tiene la facultad de dictar dentro de su competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a las entidades del sector y a los usuarios.

En aplicación del Decreto Supremo N°001-2010-MINAM, OSINERGMIN ha transferido las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental OEFA, creado por el Decreto Legislativo N° 1013 que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente.

**D. Normas para la Conservación del Medio Ambiente**

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, el Estado diseña y aplica las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones necesarias para la adecuada conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, además de velar por el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de las actividades de hidrocarburos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Minas ha aprobado el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 29-94-EM) y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 015-2006-EM).

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la Gerencia de la Compañía estima que, en caso de surgir alguna contingencia relacionada al manejo ambiental, ésta no sería importante en relación con los estados financieros tomados en su conjunto.

**E. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos**

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La NTCSE contempla las tolerancias y procedimientos de medición de los indicadores de calidad que deben ser considerados, disponiendo su observancia por parte de las empresas eléctricas y la forma de cálculo de las compensaciones ante transgresiones de los referidos indicadores, correspondiendo al COES SINAC la asignación de responsabilidad y cálculo de los resarcimientos conforme al mandato de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

El Decreto Supremo N° 057-2010-EM del 11 de setiembre de 2010 el cual modificó la NTCSE, estableció que si como resultado de la investigación y análisis técnico que efectúa el COES SINAC se determina que la deficiencia de la calidad se debió estrictamente a falta de capacidad de los sistemas de transmisión por congestión, los agentes y el COES quedan exonerados del pago de compensaciones.

**F. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico**

En noviembre de 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley N° 26876, en la cual se establece que las concentraciones verticales mayores al 5% u horizontales mayores al 15%, que se produzcan en las empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán sujetarse a un procedimiento de autorización previo, a fin de evitar concentraciones que puedan afectar la competencia en el mercado eléctrico.

Mediante Resolución N°012-99/INDECOPI/CLC se establecieron condiciones en defensa de la libre competencia y transparencia en el sector que afectan a la Compañía. El principal aspecto es que Edelnor S.A.A. (empresa vinculada al Grupo Enel y cliente de la Compañía) debe licitar sus compras de energía eléctrica entre todos los generadores existentes en el sistema, conforme se vayan venciendo los contratos que tiene vigentes con los mismos, debiendo hacer de dominio público el procedimiento y los resultados de cada licitación.

**G. Régimen que Asegura el Abastecimiento de Energía Eléctrica al SEIN**

A partir del año 2004, se fueron venciendo algunos contratos de suministro de energía a empresas distribuidoras, los cuales no se renovaron ni adjudicaron a un nuevo suministrador, originando que los retiros de energía y potencia efectuados por las empresas distribuidoras para atender el mercado regulado, fueran asignados por el COES a los generadores del SEIN en función de diversos criterios a lo largo del tiempo.

Esta situación, denominada en el sector como “retiros sin respaldo contractual”, generó severas distorsiones en el mercado eléctrico, razón por la cual el Estado ensayó distintas soluciones a través de una serie de dispositivos legales, tales como el Decreto de Urgencia N° 007-2004, la Ley N° 28447, el Decreto de Urgencia N° 007-2006, el Decreto de Urgencia N° 036-2006, la Ley N° 29179, entre otros dispositivos de menor jerarquía.

Paralelamente, como consecuencia del importante crecimiento en la demanda de energía eléctrica y de gas natural, se registraron a partir del año 2006 varios incidentes relacionados con la congestión del sistema de transmisión eléctrica y del sistema de transporte de gas natural.

Las restricciones de producción y transporte de gas natural y de transporte de electricidad, constituyen eventos que cada vez que se presentan causan externalidades negativas, produciendo incremento de los costos de operación del sistema eléctrico y distorsionando los costos marginales en el mercado spot.

Con la finalidad de evitar la distorsión de los costos marginales, se emitieron una serie de disposiciones legales para reducir los efectos de estos eventos en el mercado eléctrico. Así pues, la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, el Decreto de Urgencia N° 046-2007, el Decreto Legislativo N° 1041 y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 041-2008-EM y el Decreto de Urgencia N° 037-2008, modificado por el Decreto de Urgencia N° 049-2011, dispusieron una serie de mecanismos de compensación de aquellos costos variables no cubiertos por los costos marginales de corto plazo calculados por aplicación de estos dispositivos, según se trate de restricciones de transmisión o de transporte de gas natural. Sin embargo, los criterios utilizados para la asignación de estas compensaciones consideraron una diversidad de factores, a pesar de relacionarse con aspectos de una misma naturaleza, lo cual introdujo una serie de riesgos que dificultaban la contratación de electricidad.

Por tanto, a efectos de evitar que problemas como los descritos continuaran presentándose y de establecer un tratamiento respecto a los retiros sin respaldo contractual, se expidió el Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableciéndose un criterio uniforme para el tratamiento de los costos marginales en las situaciones descritas, así como una regulación para los retiros sin respaldo contractual, derogándose todo aquello que se oponía o señalaba un tratamiento diferente a lo indicado por dicho dispositivo, el cual estaría vigente durante el período comprendido entre el 01 de enero de 2009 y el 31 de diciembre de 2011.

Respecto a los retiros sin respaldo contractual, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableció que los retiros físicos de potencia y energía que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad en el SEIN para atender al Servicio Público de Electricidad, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, sean asignados a las empresas generadoras valorizados a precios en barra, en proporción al valor neto de la energía firme eficiente anual de cada generador menos su venta de energía por contratos. En estos casos, los costos en que incurren los generadores para atender dichos retiros, que se presentan por mayores costos marginales respecto a los precios en barra son incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión y asumidos por la demanda, a su vez los márgenes que obtienen los generadores por costos marginales menores a los precios en barra son trasladados a la demanda, con lo cual la energía sin respaldo contractual asignada no proporciona margen de comercialización, es decir en términos netos el generador vende y compra dicha energía sin contrato a costo marginal.

Con respecto a los Costos Marginales de Corto Plazo del SEIN, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 estableció que éstos se determinan considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad. Asimismo, se dispuso que los Costos Marginales de Corto Plazo no podían superar un valor límite (S/ 313.50/MWh conforme a la Resolución Ministerial N° 607-2008-MEME/DM). Asimismo, señala que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurren las centrales que operan con costos variables superiores a los Costos Marginales de Corto

Plazo sean cubiertos mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión y asumidos por la Demanda.

La vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 ha sido prorrogada hasta en dos oportunidades, en una primera hasta el 31 de diciembre de 2013 mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010 y en una segunda hasta el 31 de diciembre de 2016, mediante la Ley N° 30115 "Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el año Fiscal 2014", publicada el 02 de diciembre de 2013.

#### **H. Reglamentación del Mercado Mayorista de Electricidad**

Mediante el Decreto Supremo N° 026-2016-EM, publicado el 28 de julio de 2016 se aprobó el reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, derogándose el Decreto Supremo N° 027-2011-EM mediante el cual se había aprobado el Reglamento del Mercado de Corto Plazo en junio de 2011 y cuya aprobación de sus procedimientos técnicos fueron suspendidos hasta que el Ministerio de Energía y Minas culminara la revisión y modificara el reglamento del mencionado Mercado de Corto Plazo.

Algunos de los aspectos establecidos por este nuevo reglamento son:

El Mercado Mayorista de Electricidad será administrado por el COES y estará compuesto por el Mercado de Corto Plazo (transferencias de Energía y Potencia) y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios Inflexibilidades Operativas y asignación de Rentas de Congestión.

Los agentes para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad deben integrar el COES y constituir las garantías o algún mecanismo de aseguramiento de pago. Las garantías deberán ser liquidez y ejecución inmediata y cubrir todas las obligaciones de los participantes por tres meses.

Los participantes autorizados para vender en el mercado de corto plazo son los generadores integrantes del COES, por las inyecciones de las centrales en operación comercial de su titularidad.

Los participantes autorizados a comprar en el mercado de corto plazo son: i) los generadores titulares de unidades de generación en operación comercial para atender a sus contratos de suministro, ii) los distribuidores para atender a sus usuarios libres hasta por un 10% de su máxima demanda registrada por el total de sus usuarios libres y iii) los Grandes Usuarios para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda, porcentajes que podrán ser modificados mediante decreto supremo.

Los Grandes Usuarios deberán contar con equipos que permitan la desconexión automática e individualizada de sus instalaciones, permitiendo que dicha desconexión pueda ser efectuada por el titular de la instalación a la que se conecta el Gran Usuario por orden del COES y sin la intervención del Gran Usuario.

Los Grandes Usuarios conformados por la agrupación de usuarios libres deberán nombrar a un representante y constituir un acuerdo de responsabilidad solidaria ante el incumplimiento de las obligaciones de pago, debiendo contar también cada uno de dichos integrantes con equipos que permitan su desconexión sin su injerencia.

Los participantes que compren en el mercado mayorista de energía deben pagar por los sistemas de transmisión, distribución y otros servicios y/o cargos definidos en la legislación vigente y asignados a los usuarios.

La valorización de las transacciones en el mercado mayorista de energía se realizará diariamente, de forma provisional para evaluar la necesidad de incrementar las garantías por parte de algún participante, siendo los pagos y cobros liquidados mensualmente por el COES.

**I. Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y del Fondo de Inclusión Social Energético**

Mediante la Ley N° 29852 publicada el 13 de abril de 2012 se creó: El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), cuya reglamentación fue establecida por el Decreto Supremo N° 021-2012-EM publicado el 9 de junio del mismo año.

El SISE debe estar constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas como estratégicas por el Estado para el aseguramiento del abastecimiento de combustibles al país, el cual será remunerado mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural. El FISE debe ser utilizado para masificar el uso de gas natural a nivel residencial y vehicular en sectores vulnerables y para compensar el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, así como para la compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables urbanos y rurales. Dicho fondo es financiado por los usuarios libres de electricidad, por un recargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos líquidos y líquidos de gas natural, y por un recargo en la facturación mensual de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

**J. Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN**

El 27 de noviembre de 2012, el Ministerio de Energía y Minas publicó la Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE mediante la cual aprobó una nueva Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN, la cual sustituyó la norma hasta entonces vigente, aprobada por la Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE del 03 de diciembre de 2007.

La norma aprobada adoptó una nueva estratificación de la información de señales y estados del sistema de potencia remitidos en tiempo real al Coordinador del Sistema, basada en el criterio de nivel de tensión, a fin de ponderar aquella información que tiene mayor relevancia para la coordinación de la operación del SEIN en tiempo real.

En cuanto a las exigencias de los índices de disponibilidad de las señales, se redefinieron las etapas de aplicación, al respecto, se aprobó una primera etapa con una disponibilidad mínima de 75%, la cual estará vigente hasta el 27 de mayo del 2014, una segunda etapa con una disponibilidad mínima de 90% con una duración de 1 año a partir de la finalización de la primera etapa y una tercera etapa, denominada "etapa objetivo" con una disponibilidad de 96% para unos casos y de 98% en el caso de señales consideradas de alta prioridad, las cuales corresponden a instalaciones con niveles de tensión mayores o iguales a 100 kV y centrales de generación mayores o iguales a 50 MW.

El Ministerio de Energía y Minas mediante la Resolución Directoral N°444-2013-EM-DGE publicada el 31 de octubre de 2013 modificó la Resolución Directoral N° 243-2012-EM-DGE, estableciendo que el COES deberá retransmitir en tiempo real a OSINERGMIN y a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, la información intercambiada a través de la red de comunicaciones entre los centros de control de los integrantes del SEIN y el centro de control del COES.

**K. Masificación del Gas Natural**

El 22 de diciembre de 2012, se publicó la Ley N° 29969 "Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural". A través de esta Ley se estableció la transferencia de S/ 200 millones de OSINERGMIN al FISE, se facultó a las empresas



estatales de distribución eléctrica la ejecución de programas de masificación de gas natural, incluyendo la distribución de gas natural en sus zonas de concesión, debiendo el Ministerio de Energía y Minas en un plazo máximo de 3 años de iniciada la distribución de gas, comenzar el proceso de promoción de la inversión privada para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas. Asimismo, se autorizó a los gobiernos locales y regionales la transferencia de recursos provenientes del canon a las referidas empresas estatales de distribución eléctrica.

También se modificó la “Ley que crea el SISE y FISE”, y se estableció que el cargo recaudado por el transportista de Gas Natural al generador eléctrico, debe ser compensado por la demanda mediante un cargo adicional incluido en el peaje del sistema principal de transmisión eléctrica. Asimismo se precisó que la masificación del gas natural en lo que respecta al uso residencial y vehicular priorizará la atención de la población de menores recursos y de las regiones que no cuenten con canon.

Mediante el Decreto Supremo N° 014-2013-EM publicado el 25 de mayo se modificó el Reglamento de Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural (Ley N° 27133) aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM. A través de este decreto supremo se modificaron diversos artículos del referido reglamento, asimismo se planteó el desarrollo de ramales de gasoductos a lo largo de la Red Principal de transporte, cuya construcción, operación y mantenimiento estará a cargo del Concesionario de Transporte, esto con la finalidad de promover la masificación de gas natural haciendo llegar dicho hidrocarburo a nuevas áreas de distribución de gas natural (ciudades cercanas al recorrido de la Red Principal).

Dado que no existe en el actual Reglamento de la Ley de Promoción de Gas una obligación para que el concesionario de transporte lleve a cabo las inversiones en dicha infraestructura, se establece la necesidad de la suscripción de una Adenda entre el Estado (concedente) y los Concesionarios de Transporte que cuenten con un esquema de Red Principal, a fin incluir en sus Sistemas de Transporte los ramales indicados, denominados Derivaciones Principales.

La anualidad de la Operación y Mantenimiento de las referidas derivaciones será determinado de acuerdo a los costos eficientes que determine OSINERGMIN tomando en cuenta la información económica y financiera del concesionario, utilizando de igual forma la tasa de descuento del contrato de concesión.

El ingreso anual que percibirá el Titular de la Derivación Principal estará conformado por: 1) los aportes de los Consumidores Independientes atendidos por las Derivaciones Principales (cuya tarifa se calculará con la capacidad máxima de transporte de la derivación) y 2) los aportes de los Consumidores Nacionales Usuarios de la Red Principal que pagarán las tarifas reguladas afectada por un Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) definido por OSINERGMIN, el cual no podrá ser superior a 1.2.

**L. Seguridad Energética y Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País**

El 22 de diciembre de 2012, se publicó la Ley N° 29970 “Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País”. Dicha Ley declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética, la obtención y transporte del etano al sur del país y la construcción de ductos regionales en las regiones de Huancavelica, Junín y Ayacucho, desde el gasoducto existente. Asimismo, a través de esta Ley se dictaron disposiciones complementarias destinadas a agilizar y simplificar las gestiones administrativas relacionadas con la obtención de permisos y autorizaciones.

Con relación al afianzamiento de la seguridad energética:

- i. Las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural podrán ser beneficiados del mecanismo de Ingresos Garantizados siempre que exista una mejora en la seguridad energética del sector eléctrico, debiéndose otorgar dichos proyectos mediante contratos de concesión, resultantes de procesos de promoción de la inversión.
- ii. Se estableció una serie de proyectos necesarios para incrementar la seguridad energética, siempre que operen de forma paralela y conjunta con el sistema de transporte de gas y/o líquidos de Camisea actualmente existentes, entre los que se destacan:
  - Un gasoducto y un ducto de líquidos comprendidos desde Camisea hasta la estación de Compresión Chiquintirca, a excepción del tramo que por obligación contractual le corresponde al concesionario existente.
  - Un gasoducto y/o ducto de líquidos comprendido desde el sistema existente hasta Anta en Cusco que esté en capacidad de suministrar gas natural a la futura Central Térmica de Quillabamba y a la costa sur del Perú.
  - Una Planta de Regasificación e instalaciones para la importación de Gas Natural Licuefactado ubicada en Pampa Melchorita.
- iii. La parte no recuperada con los ingresos tarifarios del concesionario, podrán ser cubiertos según el mecanismo de los Ingresos Garantizados mencionado o según lo establecido por la Ley N° 29852 “Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético” conforme lo establezca el Ministerio de Energía y Minas.
- iv. ELECTROPERÚ participará en el desarrollo del Proyecto Complejo Energético del Sur mediante la procura de gas natural y contratación de la capacidad de transporte de gas desde Anta hasta la costa sur del Perú para operación del Complejo Energético mencionado y el Polo Petroquímico en el sur del Perú.
- v. Los usuarios asumirán como un cargo adicional en el peaje del sistema principal de transmisión: i) las compensaciones relacionadas con los costos del gas natural que propicien la instalación de generación eléctrica en el norte y sur del Perú y ii) la contratación de transporte firme de gas no cubierto por los generadores existentes, a fin de viabilizar el desarrollo del Nodo Energético del Sur.

Con relación al desarrollo del Polo Petroquímico se estableció:

- i. El etano podrá ser obtenido mediante: i) negociación con los Contratistas de los lotes que explotan o exploten gas natural o ii) por la extracción del etano del gas natural comprado por los clientes.
- ii. Petroperú participará en el desarrollo del Polo Petroquímico, cuya participación será establecida según lo que disponga el Ministerio de Energía y Minas.
- iii. El Ministerio de Energía y Minas realizará un aumento de capital de Petroperú de hasta por US\$ 400 millones el cual tienen carácter temporal hasta por un máximo de 15 años.

A través del Decreto Supremo N° 038-2013-EM publicado el 17 de octubre de 2013, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Reglamento que incentiva el incremento de la generación eléctrica dentro en el marco de la Ley N° 29970, entre otras consideraciones, se estableció que el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial

## **Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

aprobará cada dos años a propuesta del COES y opinión de OSINERGMIN, el requerimiento de capacidad de generación termoeléctrica, ubicación y plazos para la puesta en operación comercial que deberá ser subastada, necesaria para afianzar la seguridad energética, requerimiento que fue ampliado a la generación hidroeléctrica mediante el Decreto Supremo N° 002-2015-EM publicado el 27 de enero de 2015, el cual modificó el Decreto Supremo N° 038-2013-EM.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 005-2014-EM publicado el 7 de febrero de 2014 el Ministerio de Energía y Minas aprobó el reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido a promover un Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos, el cual comprende los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural dentro de la Zona de Seguridad y el sistema de transporte de gas natural por el Gasoducto Sur Peruano. La denominada Zona de Seguridad corresponde a la región comprendida entre Malvinas, Chiquintirca (a 207 km de Camisea sobre la ruta del actual gasoducto) en Ayacucho y Anta (aproximadamente a 170 km al sur del actual gasoducto, en la que la generadora estatal Electroperú instalará su futura central térmica Quillabamba) en Cusco; esta zona es aquella en la que el Estado garantiza la confiabilidad y disponibilidad en el suministro de hidrocarburos.

Entre otras medidas mediante este Decreto se define un Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE) el cual será recaudado a los consumidores a través del peaje del Sistema Principal de Transmisión, teniendo por finalidad completar el monto que faltase para que el concesionario del referido Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural perciba el Ingreso Garantizado Anual que le corresponda como resultado del proceso de adjudicación de la concesión, la administración del referido cargo estará a cargo de OSINERGMIN. El plazo de inicio del adelanto de los Ingresos Garantizados del Sistema Integrado será definido por el Ministerio de Energía y Minas el cual no deberá exceder los 6 meses desde la fecha de suscripción del Contrato de Concesión.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 014-2014-EM publicado el 6 de mayo de 2014 se establecieron disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley N° 29970, entre las que destacan lo relacionado con el Adelanto de los Ingresos Garantizados del concesionario del Sistema de Seguridad de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural y del Gasoducto Sur Andino, la recaudación de los cargos CASE, SISE y de las tarifas reguladas de gas natural a cuenta del referido adelanto y el fidecomiso creado para la gestión de dicha recaudación.

Mediante la Resolución Ministerial N° 124-2016-MEM/DM de fecha 29 de marzo de 2016 se aprobó el mecanismo de compensación de los costos de gas natural que propicia la instalación de generadores eléctricos en el norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica de la zona central, incluidos los costos de capacidad de transporte firme no utilizada por las centrales del nodo energético del sur, compensación que será recaudada de la demanda de electricidad a través de un cargo tarifario a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión.

### **M. Mecanismo para la atención de Emergencias por Interrupción del Suministro de Gas Natural**

Mediante el Decreto Supremo N° 050-2012-EM publicado el 31 de diciembre de 2012, se estableció un mecanismo para la atención de emergencias que pongan en riesgo la continuidad del suministro de gas natural el cual se activará en situaciones de emergencia que escapen del control del productor y/o concesionarios de transporte y/o distribución y afecten total o parcialmente las actividades de gas natural y/o líquidos de gas natural.

- Se establece que en dichas situaciones se destinará el gas natural disponible únicamente para el mercado interno, según un orden de prioridad, ubicándose los generadores eléctricos como cuartos en prioridad, después de los clientes

- residenciales y comerciales regulados y usuarios de transporte.
- Se establece una declaración automática de Situación Excepcional en el SEIN.
- Se exceptúa el pago de compensaciones por deficiencias de calidad del producto y suministro eléctrico.
- Se autoriza a quienes están obligados a mantener existencias de combustibles líquidos, el poder disponer ellas.

**N. La Política Energética y Plan de Acceso Universal a la Energía**

Con la finalidad de contar con un suministro energético confiable, eficiente, autosuficiente, de precios razonables, de menor impacto ambiental posible, y poco expuesto al incremento y volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el gobierno peruano consideró necesario establecer una política de estado en el campo energético a fin de que el requerimiento de energía que acompaña todo crecimiento económico pueda estar garantizado en el mediano y largo plazo.

Para tal fin, mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM publicado el 24 de noviembre del 2010, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, estableciendo 09 objetivos de política y sus respectivos lineamientos, los cuales consisten en:

- i. La diversificación de la matriz energética con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética, a través de esta política se establece la necesidad de promover proyectos e inversiones que permitan diversificar la matriz energética mediante fuentes renovables convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotérmicas y nuclear; asimismo se establece promover el uso de la generación distribuida y priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas.
- ii. El abastecimiento energético competitivo, se dispone la necesidad de contar con la infraestructura necesaria en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético, asimismo de establecer un marco normativo que promueva la competencia, minimice la concentración del mercado y favorezca la transparencia en la formación de los precios, y que regule el acceso y las tarifas donde no sea posible establecer mecanismos de competencia. Otros de los lineamientos de este objetivo corresponden también en desarrollar mecanismos que limiten el impacto de la volatilidad de los precios del mercado internacional, así como de promover la inversión privada, correspondiendo al Estado su rol subsidiario.
- iii. El acceso universal al suministro energético, a través de este objetivo se busca alcanzar una cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos, subsidiando temporalmente a las poblaciones de bajos recursos. Asimismo se plantea que las comunidades locales deben involucrarse en los proyectos de electrificación rural, debiendo impulsarse el uso productivo de la energía en las zonas aisladas, rurales y urbano-marginales. Los sistemas de transporte necesarios para que el servicio llegue a todos los lugares debe también ser priorizado.
- iv. La eficiencia en la producción y el consumo de energía, para conseguir este objetivo deberá fomentarse una cultura de uso eficiente de la energía que permita obtener resultados cuantificables, debiendo involucrarse a las empresas del sector energético y usuarios en los programas de eficiencia energética mediante mecanismos promotores e incentivos. Asimismo se contempla la necesidad de utilizar sistemas tecnológicos inteligentes que permitan efectuar una adecuada gestión de la oferta y demanda de energía, así como la creación del centro de eficiencia energética como organismo descentralizado que promueva el uso eficiente de la energía.

- v. La autosuficiencia en la producción de energía, se plantea promover la producción de energía eléctrica basada en los recursos energéticos disponibles en las regiones y en el incentivo de exploración y explotación de dichos recursos. Asimismo se deberá promover inversiones que permitan implementar, modernizar y ampliar las refinerías del país con la finalidad de atender la demanda interna. Por otro lado se plantea también mantener los procesos de licitaciones de suministro para lograr anticipadamente la suficiencia de generación de electricidad. También se plantea un uso racional de los recursos energéticos a fin de asegurar su disponibilidad futura.
- vi. El desarrollo del sector energético con mínimo impacto ambiental, este objetivo plantea impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnología con bajas emisiones contaminantes así como el establecimiento de mecanismos de mitigación de emisiones provenientes de actividades energéticas. Se busca promover los proyectos energéticos que puedan obtener los beneficios de la venta de certificados de reducción de emisiones para el mercado de carbono, se establece que deberá promoverse las relaciones de armonía entre el Estado, las comunidades y las empresas.
- vii. El desarrollo de la industria y uso del gas natural, se plantea promover la sustitución de combustibles derivados del petróleo por el gas natural y gas licuado de petróleo GLP en la industria y en el transporte, la masificación del uso del gas natural a través de sistemas de distribución descentralizados, asimismo se considera impulsar el desarrollo de la industria petroquímica y promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistema de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde al crecimiento del país.
- viii. El fortalecimiento de la institucionalidad y transparencia del sector, se plantea la necesidad de actuar y promover la transparencia en las actividades del sector así como de garantizar una estabilidad jurídica que permita impulsar el desarrollo energético en el largo plazo. Asimismo se plantea promover la investigación, desarrollo e innovación tecnológica del sector energético, entre otros puntos.
- ix. La integración energética regional con una visión de largo plazo, establece tener identificado de manera continua los beneficios de la integración energética, llevando a cabo los acuerdos que permitan lograr de manera paulatina una integración de los mercados.

Mediante la Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM publicada el 28 de mayo de 2013, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el “Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022”. En él se identifican dos prioridades claves en el ámbito energético global:

- i. El acceso universal a la energía, que define 100% de acceso para las necesidades básicas humanas al año 2030 y se concreta en dos objetivos:
  - 100% de acceso para las necesidades básicas humanas al año 2030; 100% de acceso a la electricidad: iluminación, comunicación, servicios comunitarios.
  - 100% de acceso a tecnologías y combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, gas natural, GLP, biogás.

ii. La mejora de la eficiencia energética:

El acceso a la energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza.

El objetivo de este plan es promover, desde el ámbito energético, un desarrollo económico eficiente, sustentable con el medio ambiente y con equidad, implementando proyectos que permitan el acceso universal al suministro eléctrico, priorizando el uso de fuentes de energía eléctrica disponibles, con el objeto de generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos.

Los recursos para la implementación del Plan de Acceso Universal a la energía serán los siguientes: El Fondo de Inclusión Social Energético, transferencias del sector público, fuentes de financiamiento externo, aportes, asignaciones, donaciones, recursos a través de convenios, y recursos considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2013-2022.

**O. Aporte por Regulación**

Como consecuencia de la transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental de OSINERGMIN al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) mediante los Decretos Supremos N°127-2013-PCM y 129-2013-PCM publicados el 19 de diciembre de 2013, se establecieron aportes por regulación de las entidades y empresas del Sector Energía (Electricidad e Hidrocarburos) a OSINERGMIN y OEFA. Dichos aportes son obtenidos como resultado de aplicar los porcentaje establecidos a la facturación mensual, que correspondan a las operaciones con terceros relacionadas directamente con la actividad normada, regulada, supervisada o fiscalizada, deducido el Impuesto General a las Ventas y el impuesto de Promoción Municipal.

**3. Bases de Preparación de los Estados Financieros Separados**

**A. Declaración de Cumplimiento**

Los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB") y vigentes a dicha fecha.

**B. Responsabilidad de la Información**

La información contenida en los estados financieros es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía, que manifiesta expresamente que han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en la NIIF emitidas por el IASB.

**C. Bases de Medición**

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico a excepción de los instrumentos financieros derivados, registrados a su valor razonable.

**D. Moneda Funcional y Moneda de Presentación**

Los estados financieros se presentan en Soles, que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía.

**E. Uso de Juicios y Estimaciones**

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos

de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones contables resultantes, por definición, muy pocas veces serán iguales a los respectivos resultados reales. Sin embargo, en opinión de la Gerencia los resultados reales no variarán significativamente con respecto a las estimaciones y supuestos aplicados por la Compañía. Las principales estimaciones contables efectuadas por la Gerencia son las siguientes:

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos y activos intangibles (ver notas 4(H) y 4(L)).
- Deterioro de las propiedades, planta y equipo (ver nota 4(J)).
- Las hipótesis utilizadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones por premios por antigüedad a los empleados, tales como tasas de descuento, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver nota 4(Q)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 4(D), 4(E) y 4 (F)).
- La energía suministrada a clientes y no facturada al cierre de cada período.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 4(P)).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver nota 4(K)).
- Impuestos corrientes y diferidos (ver nota 4(N)).

La Gerencia ha ejercido su juicio crítico al aplicar las NIIF en la preparación de los estados financieros, según se explica en las correspondientes políticas contables.

#### **4. Principales Políticas de Contabilidad**

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estos principios y prácticas han sido aplicados uniformemente en todos los años presentados, a menos que se indique lo contrario.

##### **A. Efectivo y Equivalentes al Efectivo**

El efectivo y equivalentes al efectivo comprenden el efectivo disponible, depósitos a la vista en bancos, y otras inversiones de corto plazo altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos y con riesgo no significativo de cambio en su valor

razonable.

**B. Cuentas por Cobrar Comerciales y Estimación de Cobranza Dudosa**

Las cuentas por cobrar comerciales son generadas por venta de energía y potencia, las cuales se facturan al mes siguiente del despacho de la energía, efectuándose una provisión por las ventas devengadas cada mes.

Los saldos de las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal, neto de su estimación por deterioro de cuentas por cobrar.

La estimación por deterioro de cuentas por cobrar es calculada sobre la base de una evaluación que efectúa la Gerencia sobre el riesgo de crédito de cada cliente. Si en función a la evaluación efectuada se determina que el cliente presenta un alto riesgo crediticio, la Gerencia determina el monto que debe ser estimado como cuenta de cobranza dudosa, el cual es registrado con cargo a los resultados del ejercicio en el cual se determina la necesidad de dicha estimación.

La Gerencia considera que el procedimiento utilizado permite estimar y registrar las provisiones necesarias para cubrir adecuadamente el riesgo de pérdidas en las cuentas por cobrar comerciales.

Las cuentas incobrables se castigan cuando se identifican como tales.

**C. Inventarios y Estimación de Desvalorización de Inventarios**

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina usando el método de costo promedio ponderado, a excepción de los inventarios por recibir, en los cuales se utiliza el método de costo específico. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos estimados para terminar su producción y realizar su venta.

La estimación para desvalorización de inventarios se determina con base en estudios técnicos periódicos que realiza la Gerencia sobre la obsolescencia de sus inventarios. Dicha estimación se carga a los resultados del ejercicio en que ocurren tales deducciones.

**D. Instrumentos Financieros**

La Compañía clasifica los activos financieros no derivados en la siguiente categoría: préstamos y partidas por cobrar. La Compañía clasifica los pasivos financieros no derivados en la categoría de otros pasivos financieros.

**i. Activos Financieros y Pasivos Financieros no Derivados – Reconocimiento y Baja en Cuentas**

La Compañía reconoce inicialmente los préstamos, partidas por cobrar y los instrumentos de deuda emitidos en la fecha en que se originan. Todos los otros activos no financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente en la fecha de contratación.

La Compañía da de baja un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad del activo financiero, o no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad y no retiene control sobre los activos transferidos.



La Compañía da de baja un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado.

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando la Compañía tenga el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

**ii. Activos Financieros y Pasivos Financieros no Derivados – Medición**

**Préstamos y Partidas por Cobrar**

Estos activos inicialmente se reconocen al valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo.

**Pasivos Financieros**

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles. Posterior al reconocimiento inicial, estos pasivos son medidos al costo amortizado usando el método de interés efectivo.

Los pasivos financieros se clasifican como pasivo corriente a menos que la Compañía tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos doce meses después de la fecha del estado de situación financiera.

Los costos de los pasivos financieros se registran como gasto cuando se devengan. Los costos son capitalizados si se atribuyen directamente a la adquisición o construcción de un bien calificado. La capitalización de los costos de los pasivos financieros comienza cuando las actividades para preparar el bien están en curso y se están incurriendo en los gastos y costos del préstamo. La capitalización de intereses se realiza hasta que los activos estén listos para su uso previsto. Si el valor del activo que resulta excede su valor recuperable, se registra una pérdida por desvalorización.

Los costos de los pasivos financieros incluyen los cargos por intereses y otros costos incurridos relacionados con los préstamos, como las diferencias cambiarias provenientes de préstamos en moneda extranjera utilizados para financiar proyectos, ya que corresponden a un ajuste de los costos por intereses

En opinión de la Gerencia, los valores en libros de los instrumentos financieros no derivados al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, son sustancialmente similares a sus valores razonables debido a sus períodos cortos de realización y/o de vencimiento o que están sujetos a intereses a tasas variables y fijas similares a las vigentes en el mercado.

**E. Cobertura de Instrumentos Financieros no Derivados**

Si existe un alto grado de correlación entre los ingresos y las variaciones del tipo de cambio del dólar estadounidense, la Compañía estará sujeta a un riesgo de tipo de cambio por sus flujos futuros de efectivo. La NIC 39 permite cubrir estos ingresos mediante la obtención de financiación en esta moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en el estado de resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

**F. Instrumentos Financieros Derivados y Cobertura Contable**

Los instrumentos financieros derivados se contabilizan de acuerdo con la aplicación de la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".

Los contratos de instrumentos financieros derivados para los cuales la Compañía ha establecido una relación de cobertura de flujo de efectivo son registrados como activos o pasivos en el estado de situación financiera y se presentan a su valor razonable.

Cuando un instrumento derivado es designado como instrumento de cobertura de flujo de efectivo, la porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce en el estado separado de resultados integrales y se presenta en otras reservas.

Cualquier porción inefectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce de inmediato en el estado de resultados.

Si el instrumento de cobertura ya no cumple con los criterios de la contabilidad de coberturas, caduca o es vendido, o es suspendido o ejecutado, o la designación se revoca, esta cobertura se discontinúa de forma prospectiva. Si ya no se espera que la transacción prevista ocurra, el saldo registrado en el patrimonio se reclasifica inmediatamente en resultados

**G. Inversiones en Subsidiaria y Asociada**

Subsidiaria es toda aquella entidad en la que la Compañía ejerce control como es el caso de Chinango S.A.C. Las asociadas son todas las entidades sobre las que la Compañía ejerce influencia significativa pero no control; como es el caso de la inversión en Enel Brasil S.A. que es parte del Grupo Enel. La Compañía registra sus inversiones en Subsidiaria y Asociada bajo el método del costo.

Este método establece que el inversor sólo reconoce ingresos por la inversión en la medida que recibe distribuciones de las ganancias acumuladas de la entidad participada surgidas después de la fecha de adquisición. Los importes recibidos en exceso de estas ganancias se consideran como recuperación de la inversión y se reconocen como una reducción en su costo.

**H. Propiedades, Planta y Equipo**

Las propiedades, planta y equipo están registrados al costo, menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor. Asimismo, este rubro incluye el costo neto de los bienes bajo contratos de arrendamiento financiero y los repuestos adquiridos para las inspecciones mayores de las centrales térmicas. Cuando se venden o retiran los activos, se elimina su costo y depreciación acumulada, y cualquier ganancia o pérdida que resulte de su disposición se incluye en el estado de resultados.

El costo inicial de las propiedades, planta y equipo comprende su precio de compra (incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables) y cualquier costo directamente atribuible para ubicar y dejar al activo en condiciones de trabajo y uso, así como la estimación inicial de los costos de desmantelamiento. Los costos incurridos después de que los activos fijos se hayan puesto en operación se reconocen como activo si: (i) se obtienen beneficios económicos futuros derivados del mismo y (ii) el costo del activo puede ser valorado en forma fidedigna y confiable. Aquellos costos derivados del mantenimiento diario o periódico de las propiedades, planta y equipo, tales como reparaciones y trabajos de mantenimiento o conservación, se reconocen en los resultados del período en que se incurren.

Los activos en etapa de construcción se capitalizan como un componente separado. A su culminación, el costo de estos activos se transfiere a su categoría definitiva. Los trabajos en curso no se deprecian.

Los terrenos no se deprecian. La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta con base en las vidas útiles promedio estimadas, que son:

	<b>Años</b>
Edificios y otras construcciones	45
Maquinaria y equipo	17
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	7
Unidades de transporte	5

El valor residual, la vida útil económica y el método de depreciación se revisan y ajustan en forma periódica por la Gerencia sobre la base de los beneficios económicos previstos para los componentes de propiedad, planta y equipo.

**I. Arrendamiento Financiero**

La Compañía reconoce los arrendamientos financieros registrando el activo y el pasivo en el estado de situación financiera, por un importe igual al valor razonable de los activos arrendados. Los costos directos iniciales se consideran como parte del activo. Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre las cargas financieras y la reducción del pasivo. La carga financiera se distribuye en los períodos que dure el arrendamiento.

El arrendamiento financiero genera gastos de depreciación por el activo, así como gastos financieros por la deuda para cada período contable. La política de depreciación aplicable a los activos arrendados es consistente con la política para los otros activos de propiedad, planta y equipo que posee la Compañía.

**J. Deterioro del valor**

**i. Activos Financieros no Derivados**

Los activos financieros no clasificados al valor razonable con cambios en resultados son evaluados en cada fecha de balance para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro de valor.

La evidencia objetiva de que los activos financieros están deteriorados incluye: i) el atraso o impago de intereses o del principal de su deuda, ii) la probabilidad de que el deudor entre en quiebra u otra forma de reorganización financiera, y iii) circunstancias en que información observable indique que existe una reducción en el estimado de los futuros flujos de efectivo esperados del activo, como son, cambios en vencimientos o en las condiciones económicas relacionadas con incumplimiento de pagos.

**ii. Activos no Financieros**

Al cierre de cada período sobre el que se informa, la Compañía revisa los importes en libros de sus activos no financieros para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo. Los activos intangibles que posean vidas útiles indefinidas se prueban por deterioro cada año.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos son agrupados en el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo a partir de su uso continuo que son, en buena medida, independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o unidades generadoras de efectivo

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

El valor recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía comprada, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Compañía prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia de la Compañía sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, los cuales en ningún caso son crecientes ni superan a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y el país. Al cierre de 2016 y 2015 la tasa utilizada para extrapolar la proyecciones fueron 3.1% y 3.2% respectivamente.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. La tasa de descuento aplicada al cierre del ejercicio 2016 y 2015 fue de 7.7% y 7.9% respectivamente.

Cuando hay una indicación de que ya no existe, o ha disminuido la pérdida por deterioro, se registra la reversión de la pérdida en el estado de resultados.

#### **K. Provisión por Desmantelamiento de Centrales**

Los pasivos por desmantelamiento son reconocidos cuando la Compañía tiene obligación de desmontar y retirar instalaciones para restaurar el sitio donde están localizadas las centrales, y cuando se puede efectuar un estimado razonable del pasivo. Los costos de retiro son registrados al valor presente del desembolso futuro estimado determinado de acuerdo con los requerimientos y condiciones locales, los cuales son revisados periódicamente, incluyendo la tasa de descuento utilizada para calcular el valor presente. En el momento inicial, se reconoce un importe de activo fijo por un monto equivalente a la provisión. Posteriormente, dicho importe será depreciado al igual que las partidas de activo fijo. Cualquier cambio en el valor presente del desembolso estimado se refleja como un ajuste a la provisión y al valor del activo fijo correspondiente. Los cambios por el paso del tiempo de la provisión son registrados como gasto financiero en los resultados del período.

#### **L. Activos Intangibles**

Los intangibles se registran inicialmente al costo. Un activo se reconoce como intangible si su costo puede ser medido confiablemente y es probable que genere beneficios económicos futuros para la Compañía. Después del reconocimiento inicial, los intangibles

se miden al costo menos la amortización acumulada y cualquier pérdida acumulada por deterioro.

La vida útil económica y el método de amortización son revisados periódicamente por la Gerencia de la Compañía sobre la base de los beneficios económicos previstos para los componentes de las partidas de intangibles.

La amortización es calculada usando el método de línea recta basada en las vidas útiles estimadas del activo.

	<b>Años</b>
Concesiones y derechos	21 - 30
Software	3 - 10

**M. Bonos**

La obligación por emisión de bonos se registra a su valor nominal. Las comisiones y los intereses se reconocen en los resultados del ejercicio cuando se devengan.

**N. Impuesto a las Ganancias**

***Impuesto a las ganancias corriente***

El impuesto a las ganancias corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado a la fecha del balance (nota 34).

***Impuesto a las ganancias diferido***

El impuesto a las ganancias diferido se reconoce por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos tributarios.

El activo y pasivo por impuesto a las ganancias diferido se reconocen sin tener en cuenta el momento en que se estima que las diferencias temporales se anulan. Los activos por impuesto a las ganancias diferido sólo se reconocen en la medida que sea probable que se disponga de beneficios tributarios futuros, para que el activo pueda utilizarse.

El impuesto a las ganancias diferido debe medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporarias en el periodo en el que se reversen usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha del estado de situación financiera.

**O. Participación de los Trabajadores**

La participación de los trabajadores se determina usando los mismos criterios para determinar el impuesto a la renta corriente. La tasa de participación de los trabajadores aplicable a la Compañía es de 5%.

**P. Provisiones**

***i. Reconocimiento y Medición***

Se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación (legal o implícita) presente como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para cancelar la obligación y se pueda estimar confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados usando una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones correspondientes al valor temporal del dinero que el mercado esté haciendo, así como el riesgo específico del pasivo correspondiente. La reversión del descuento se

reconoce como costo financiero.

**ii. Pasivos y Activos Contingentes**

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se exponen en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se registran en los estados financieros pero se divulgan en notas cuando su grado de contingencia es probable.

**Q. Beneficios a los Empleados**

*Beneficios a corto plazo*

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si la Compañía posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada con fiabilidad.

*Gratificaciones*

La Compañía reconoce el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes en Perú; las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones anuales que se pagan en julio y en diciembre de cada año.

*Compensación por tiempo de servicios*

La compensación por tiempo de servicios del personal de la Compañía corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente la que se tiene que depositar en las cuentas bancarias designadas por los trabajadores en los meses de mayo y noviembre de cada año. La compensación por tiempo de servicios del personal es equivalente a una remuneración vigente a la fecha de su depósito. La Compañía no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

*Vacaciones*

Las vacaciones anuales del personal se reconocen sobre la base del devengado. La provisión por la obligación estimada por vacaciones anuales del personal resultante de servicios prestados por los empleados se reconoce en la fecha del estado de situación financiera.

*Otros beneficios a los empleados a largo plazo*

La Compañía otorga premios por antigüedad a sus empleados por cada periodo de cinco años trabajados (quinquenio), los cuales se calculan en base a un porcentaje de la remuneración vigente al término del período. Esta obligación se estima sobre la base de cálculos actuariales. La Compañía registra el gasto según el criterio del devengado y cualquier ganancia o pérdida actuarial se registra directamente en el estado de resultados integrales.

**R. Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos**

Los ingresos son reconocidos en la medida que sea probable que los beneficios económicos fluirán a la Compañía.

Los ingresos por venta de energía y potencia entregada y no facturada se reconocen como ingresos en el mes en que se presta el servicio en base a las estimaciones efectuadas por la Gerencia y se facturan al mes siguiente del despacho de la energía.

Los siguientes criterios se deben cumplir para reconocer los ingresos:

*Ventas de energía y remuneración de potencia*

Las ventas de energía, son calculadas con base en lecturas cíclicas y son reconocidos íntegramente en el periodo en que se presta el servicio. El ingreso por energía entregada y no facturada entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes es calculada en base a estimados de la energía consumida por los usuarios del servicio durante el período referido.

*Ingresos por intereses*

Los intereses se reconocen en proporción al tiempo transcurrido, de forma que refleje el rendimiento efectivo del activo.

Los costos de compra de combustible, energía y peajes son reconocidos cuando se devengan.

Los gastos se reconocen a medida que se devengan y se registran en los períodos con los cuales se relacionan.

**S. Transacciones y Saldos en Moneda Extranjera**

Transacciones en moneda extranjera se consideran aquellas que se efectúan en una moneda diferente a la moneda funcional. Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones.

La Compañía ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en el estado de resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

**T. Clasificación de Saldos en Corriente y No Corriente**

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Compañía, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

**U. Utilidad por acción básica y diluida**

La utilidad por acción básica y diluida ha sido calculada sobre la base del promedio ponderado de las acciones comunes en circulación a la fecha del estado de situación financiera. Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la Compañía no mantuvo instrumentos financieros con efecto diluyente, por lo que las utilidades básica y diluida por acción son las mismas.

**V. Valor Razonable**

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de un mercado a la fecha de medición. La medición al valor razonable se basa en el supuesto de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar, ya sea:

- En el mercado principal para el activo o pasivo, o

- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo

El mercado principal o más ventajoso debe ser accesible por la Compañía. Asimismo, el valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Todos los activos y pasivos por los cuales se determinan o revelan valores razonables en los estados financieros son clasificados dentro de la jerarquía de valor razonable, descrito a continuación, en base al nivel más bajo de los datos usados que sean significativos para la medición al valor razonable como un todo:

Nivel 1: Precios de cotización no ajustados en mercado activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: Información distinta a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que se pueda confirmar para el activo o pasivo, ya sea directamente o indirectamente.

Nivel 3: Información sobre el activo o pasivo que no se basa en data que se pueda confirmar en el mercado.

Para los activos y pasivos que son reconocidos al valor razonable en los estados financieros sobre una base recurrente, la Compañía determina si se han producido transferencias entre los diferentes niveles dentro de la jerarquía mediante la revisión de la categorización al final de cada período de reporte.

La Gerencia de la Compañía determina las políticas y procedimientos para mediciones al valor razonable recurrentes y no recurrentes. A cada fecha de reporte, la Gerencia analiza los movimientos en los valores de los activos y pasivos que deben ser valorizados de acuerdo con las políticas contables de la Compañía.

Para propósitos de las revelaciones de valor razonable, la Compañía ha determinado las clases de activos y pasivos sobre la base de su naturaleza, características y riesgos y el nivel de la jerarquía de valor razonable tal como se explicó anteriormente.

#### **W. Nuevos Pronunciamientos Contables que no han sido Adoptados Anticipadamente**

La Compañía decidió no adoptar anticipadamente las siguientes normas que la Gerencia estima podrían ser relevantes para la Compañía, y que no son efectivas al 31 de diciembre de 2016:

- NIIF 9, Instrumentos financieros  
En julio de 2014, el IASB emitió la versión final de la NIIF 9 Instrumentos Financieros, que refleja todas las fases del proyecto de instrumentos financieros y que sustituirá a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición y todas las versiones anteriores de la NIIF 9. La norma introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición, deterioro y contabilidad de coberturas. La NIIF 9 es efectiva para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2018, pero es permitida su aplicación anticipada. Se requiere la aplicación retroactiva pero la información comparativa no es obligatoria. La adopción de la NIIF 9 tendrá un efecto sobre la clasificación y medición de los activos financieros de la Compañía, pero ningún impacto sobre la clasificación y medición de sus pasivos financieros. La Compañía está evaluando el impacto de la NIIF 9 y la fecha de su adopción.
- NIIF 15, Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes  
La NIIF 15 fue emitida en mayo de 2014 y establece un nuevo modelo de cinco pasos que se aplicará a los ingresos procedentes de los contratos con los clientes. Bajo NIIF 15 los



ingresos se reconocen por un importe que refleja la consideración que la entidad espera tener derecho a recibir a cambio de la transferencia de bienes o servicios a un cliente. Los principios de la NIIF 15 proporcionan un enfoque más estructurado para la medición y el reconocimiento de ingresos. El nuevo estándar para reconocer los ingresos es aplicable a todas las entidades y reemplazará todos los requisitos actuales de reconocimiento de ingresos bajo NIIF. La aplicación retroactiva completa o modificada es requerida para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero 2018, la adopción anticipada es permitida.

La Compañía está evaluando el impacto de la NIIF15 y planean adoptar el nuevo estándar en la fecha efectiva requerida.

- **NIC 7, Estado de flujos de efectivo - Enmiendas a la NIC 7**  
Las enmiendas a la NIC 7, Estado de flujos de efectivo, forman parte de la Iniciativa de Divulgación del IASB y requieren que la Compañía proporcione revelaciones que permitan a los usuarios de los estados financieros, evaluar los cambios en los pasivos provenientes de las actividades de financiamiento, incluyendo los cambios provenientes de flujos de efectivo y los cambios no monetarios. En la aplicación inicial de la enmienda, las entidades no están obligadas a proporcionar información comparativa para los períodos anteriores. Estas enmiendas son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017, permitiéndose la adopción anticipada. La aplicación de estas enmiendas resultará en revelaciones adicionales proporcionadas por la Compañía.
- **NIC 12, Reconocimiento de activos diferidos por impuestos por pérdidas no realizadas - Enmiendas a la NIC 12**  
Las enmiendas aclaran que las entidades necesitan considerar si la ley tributaria restringe las fuentes de utilidades gravables con las cuales puede hacer deducciones sobre la reversión de una diferencia temporaria deducible. Además, las enmiendas proporcionan una guía sobre la forma en que una entidad debe determinar las utilidades gravables futuras y explica las circunstancias en las cuales la utilidad gravable puede incluir la recuperación de algunos activos por un importe mayor a sus valores en libros.

Las entidades están obligadas a aplicar las enmiendas de forma retroactiva. Sin embargo, en la aplicación inicial de la enmienda, el cambio en el patrimonio inicial del primer período comparativo puede ser reconocido en los resultados acumulados de apertura (o en otro componente del patrimonio, según corresponda), sin asignar el cambio entre los resultados acumulados de apertura y otros componentes del patrimonio. Las entidades que aplican esta opción deben revelar ese hecho.

Estas enmiendas son efectivas para los períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2017 y, su aplicación anticipada es permitida. Si una entidad aplica la enmienda para un período anterior, debe revelar ese hecho. No se espera que estas enmiendas tengan algún impacto significativo en la Compañía.

- **NIIF 16, Arrendamientos**  
La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar para los arrendamientos y requiere que se contabilicen todos los arrendamientos bajo un modelo similar a la contabilización de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos excepciones al reconocimiento para los arrendatarios: arrendamientos a corto plazo y aquellos en los que el activo subyacente es de bajo valor.

A la fecha de inicio de un contrato, el arrendatario reconocerá un pasivo por el valor presente de los pagos por el arrendamiento que no se hayan pagado en esa fecha y un

activo por el derecho de uso del activo durante el plazo del arrendamiento. Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses sobre el pasivo por el arrendamiento y el gasto de depreciación por el derecho de uso del activo.

Los arrendatarios también estarán obligados a volver a valorizar el pasivo del arrendamiento al ocurrir ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento que resulten de un cambio en el índice o la tasa utilizada para determinar esos pagos). El arrendatario reconocerá el monto de esta valorización del pasivo como un ajuste en el correspondiente derecho de uso del activo.

La contabilidad para los arrendadores según la NIIF 16 no se modifica sustancialmente respecto a la contabilidad actual según la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación indicado en la NIC 17 y distinguirán dos tipos de arrendamientos: operativos y financieros.

La NIIF 16 también requiere que los arrendatarios y los arrendadores realicen revelaciones más extensas que las requeridas por la NIC 17.

La NIIF 16 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada, pero no antes de que la entidad aplique la NIIF 15. El arrendatario puede optar por aplicar la norma utilizando un enfoque retrospectivo completo o modificado. Las disposiciones transitorias de la norma permiten ciertas facilidades. La Compañía está evaluando el efecto potencial de la NIIF 16 en sus estados financieros.

## **5. Administración de Riesgos Financieros**

### **A. Gestión de Riesgo Financiero**

La Compañía está expuesta a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros:

#### **(i) Marco de Gestión de Riesgo**

La Gerencia es responsable de establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgos. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos. Este departamento identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

Las políticas de gestión de riesgo de la Compañía son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Compañía.

La Compañía, a través de sus normas y procedimientos de gestión, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el que todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

#### **(ii) Riesgo de crédito**

Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo de crédito corresponden principalmente a depósitos en bancos y cuentas por cobrar presentados en el estado de situación financiera.

La Compañía mitiga la concentración y riesgo de crédito a través de la política de depositar sus fondos excedentes en entidades financieras locales de primer nivel.

De otro lado, el riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, es históricamente muy bajo dado el corto plazo de cobro a los clientes, que hace que no acumulen individualmente montos significativos.

La Gerencia de la Compañía evalúa periódicamente el riesgo crediticio de su cartera de clientes, sobre la base de una metodología diseñada por su matriz, que toma en cuenta factores como: liquidez, endeudamiento, rentabilidad, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales, entre otros.

*Deterioro del Valor*

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la antigüedad de los deudores comerciales por cobrar que no estaban deteriorados es la siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Vigentes y no deterioradas	165,775	163,650
De 1 y 30 días	22,955	45,243
De 31 y 60 días	8,910	18,406
De 61 y 90 días	891	17,138
De 91 a más	27,650	73,159
	<b>226,181</b>	<b>317,596</b>

El movimiento de la estimación por deterioro de cuentas por cobrar es como sigue:

En miles de soles	2016	2015
Saldo inicial	22,720	-
Adiciones	-	22,720
Saldo final	<b>22,720</b>	<b>22,720</b>

La Gerencia estima que los montos deteriorados por más de 30 días aún son enteramente recuperables sobre la base del comportamiento de pago histórico y análisis del riesgo de crédito del cliente, incluidas sus calificaciones de créditos cuando están disponibles.

**(iii) Riesgo de liquidez**

La liquidez se controla a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, de mantener una adecuada cantidad de fuentes de financiamiento y de la obtención de líneas de crédito que le permiten desarrollar sus actividades normalmente. La Compañía tiene un nivel apropiado de recursos y mantiene líneas de financiamiento con entidades bancarias.

La Gerencia monitorea permanentemente sus reservas de liquidez, sobre la base de sus proyecciones del flujo de caja.

El siguiente cuadro analiza los pasivos financieros de la Compañía a la fecha del estado de situación financiera, clasificado según los vencimientos contractualmente establecidos:

En miles de soles	Menos de 1 año	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años
<b>2016</b>						
Pasivos financieros:						
Bonos	4,283	33,600	52,438	33,600	25,000	33,600
Préstamos bancarios	74,202	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero	73,765	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	189,571	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	26,340	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	77,873	-	-	-	-	-
	<b>446,034</b>	<b>33,600</b>	<b>52,438</b>	<b>33,600</b>	<b>25,000</b>	<b>33,600</b>
<b>2015</b>						
Pasivos financieros:						
Bonos	73,221	-	34,130	87,001	25,000	34,130
Préstamos bancarios	122,951	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero	47,485	76,308	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	173,126	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	30,131	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	46,233	-	-	-	-	-
	<b>493,147</b>	<b>76,308</b>	<b>34,130</b>	<b>87,001</b>	<b>25,000</b>	<b>34,130</b>

(\*) No incluye tributos, anticipos recibidos y otorgados y todos los pasivos laborales.

La Gerencia administra el riesgo asociado con cada una de las categorías descritas. La relación con las instituciones financieras, proveedoras de líneas de crédito, aseguran la liquidez necesaria para hacer frente a las obligaciones de corto y largo plazo. Una adecuada administración de capital de trabajo, facilita el desarrollo de las operaciones del negocio.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía presenta una liquidez de S/ 534,068,000 (S/ 79,052,000 al 31 de diciembre de 2015) en efectivo y otros medios equivalentes S/ 540,490,000 en líneas de crédito disponibles (S/ 531,350,000 al 31 de diciembre de 2015).

En opinión de la Gerencia no existe riesgo significativo de liquidez al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

**(iv) Riesgo de mercado**

El riesgo de mercado es el riesgo de sufrir pérdidas en posiciones de balance derivadas de movimientos en los precios de mercado. Estos precios comprenden tres tipos de riesgo: (i) riesgo de moneda, (ii) riesgo de tasas de interés y (iii) riesgo de precios de "commodities" y otros. Los instrumentos financieros de la Compañía están afectados sólo por los riesgos de tipo de cambio y tasas de interés.

▪ **Riesgo de tipo de cambio**

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor razonable de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe por variaciones en los tipos de cambio. La Gerencia de Finanzas es la responsable de identificar, medir, controlar e informar la exposición al riesgo cambiario global de la Compañía. La

posición corriente en moneda extranjera comprende los activos y pasivos que están expresados al tipo de cambio de la fecha del estado de situación financiera. Cualquier devaluación/revaluación de la moneda extranjera afectaría el estado de resultados integrales.

Las operaciones en moneda extranjera se efectúan a los tipos de cambio del mercado libre publicados por la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradora de Fondo de Pensiones (SBS).

Las actividades de la Compañía la exponen principalmente al riesgo de fluctuación en los tipos de cambio del Sol con respecto al Dólar Estadounidense.

Los saldos en miles de las partidas del activo y pasivo en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 se resumen como sigue:

En miles de dólares estadounidenses	2016	2015
<b>Activos</b>		
Efectivo y equivalente de efectivo	107,067	4,023
Cuentas por cobrar comerciales, neto	15,359	38,993
Otras cuentas por cobrar, neto	892	728
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2,318	1,799
	125,636	45,543
<b>Pasivos</b>		
Cuentas por pagar comerciales	3,400	2,187
Pasivos financieros a largo plazo, incluye porción corriente	83,177	131,467
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	7,803	6,410
	94,380	140,064
<b>Posición activa (pasiva), neta</b>	<b>31,256</b>	<b>(94,521)</b>

Dichos saldos al 31 de diciembre de 2016 han sido expresados en Soles al tipo de cambio de cierre de S/ 3.360 (S/ 3.413 al 31 de diciembre de 2015).

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio está formulada sobre la base de los flujos de caja proyectados y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

▪ **Riesgo de tasa de interés**

La Compañía no tiene activos significativos que generan intereses; los ingresos y los flujos de efectivo operativos de la Compañía son independientes de los cambios en las tasas de interés en el mercado. La exposición de la Compañía a este riesgo se genera básicamente por sus obligaciones financieras.

El endeudamiento a tasas variables podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. La Compañía minimiza este riesgo contratando parcialmente sus obligaciones financieras a tasas de interés fijas, ya sea con deudas emitidas inicialmente a tasas de interés fijas o contratando instrumentos financieros derivados que transforman el riesgo de tasa de interés de variable a fijo.

La porción de obligaciones financieras a tasa fija o cubierta al 31 de diciembre de 2016 es de 71% (69% al 31 de diciembre de 2015), considerando la compañía que no le afectará el riesgo de fluctuaciones de tasas de interés, por encontrarse dentro de la banda adecuada sobre la cual maneja su composición

de deuda a tasas fija y variable.

Por otro lado, el endeudamiento a tasas fijas podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos financieros. Al respecto, la Compañía considera que este riesgo no es material debido a que las tasas de interés de sus contratos de financiamiento no difieren significativamente de las tasas de interés de mercado.

La Gerencia considera que las fluctuaciones futuras en las tasas de interés no afectarán significativamente a los resultados futuros de sus operaciones

**B. Clasificaciones Contables y Valores Razonables**

La tabla a continuación presenta los valores en libros y los valores razonables de los activos y pasivos financieros. El importe en libros es una aproximación del valor razonable.

B.1 El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

En miles de soles	Valor en libros			Valor Razonable		
	Préstamos y cuentas por cobrar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivado de cobertura	Total	Nivel 1	Total
<b>2016</b>						
<b>Activos financieros no medidos a valor razonable</b>						
Cuentas por cobrar comerciales	226,181			226,181		
Cuentas por cobrar relacionadas	12,764			12,764		
Otras cuentas por cobrar (*)	8,080			8,080		
<b>Total corriente</b>	<b>247,025</b>			<b>247,025</b>		
<b>Pasivos financieros no medidos a valor razonable</b>						
Cuentas por pagar comerciales		189,571		189,571		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		26,340		26,340		
Otras cuentas por pagar (*)		77,873		77,873		
Pasivos financieros		152,048		152,048		
<b>Total corriente</b>		<b>445,832</b>		<b>445,832</b>		
Pasivos Financieros		178,238		178,238		
<b>Total no corriente</b>		<b>178,238</b>		<b>178,238</b>		
<b>Pasivos financieros medidos a valor razonable</b>						
Instrumentos derivados (corto plazo)			202	202	202	202
<b>Total corriente</b>			<b>202</b>	<b>202</b>	<b>202</b>	<b>202</b>

(\*) No incluye tributos, ni anticipos, ni activos, ni pasivos laborales

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

B.2 El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Valor en libros			Valor Razonable		
	Préstamos y cuentas por cobrar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivado de cobertura	Total	Nivel 1	Total
<b>En miles de soles</b>						
<b>2015</b>						
<b>Activos financieros no medidos a valor razonable</b>						
Cuentas por cobrar comerciales	317,596			317,596		
Cuentas por cobrar relacionadas	3,969			3,969		
Otras cuentas por cobrar (*)	25,692			25,692		
<b>Total corriente</b>	<b>347,257</b>			<b>347,257</b>		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6,140			6,140		
<b>Total no corriente</b>	<b>6,140</b>			<b>6,140</b>		
<b>Pasivos financieros no medidos a valor razonable</b>						
Cuentas por pagar comerciales		173,126		173,126		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		30,131		30,131		
Otras cuentas por pagar (*)		46,233		46,233		
Pasivos financieros		243,609		243,609		
<b>Total corriente</b>		<b>493,099</b>		<b>493,099</b>		
Pasivos Financieros		255,125		255,125		
<b>Total no corriente</b>		<b>255,125</b>		<b>255,125</b>		
<b>Pasivos financieros medidos a valor razonable</b>						
Instrumentos derivados (corto plazo)			48	48	48	48
<b>Total corriente</b>			<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>
Instrumentos derivados (largo plazo)			1,444	1,444	1,444	1,444
<b>Total no corriente</b>			<b>1,444</b>	<b>1,444</b>	<b>1,444</b>	<b>1,444</b>

(\*) No incluye tributos, ni anticipos, ni activos, ni pasivos laborales



**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

**C. Estimación de Valores Razonables**

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros corrientes al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 no difieren significativamente de sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo, por lo que la revelación de dicha información no es relevante para una adecuada interpretación de la situación financiera de la Compañía a esas fechas, y en el caso de los pasivos financieros no corrientes debido a que devenga intereses en tasas de mercado.

Para calcular el valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados, la Compañía utiliza para su valoración el descuento de los flujos de caja esperados y modelos de valoración generalmente aceptados, basándose en las condiciones de mercado tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del ejercicio.

**6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Efectivo	35	32
Cuentas corrientes (a)	436,303	25,220
Depósitos a plazo (b)	97,730	53,800
	<b>534,068</b>	<b>79,052</b>

(a) La Compañía mantiene sus cuentas corrientes en moneda nacional y extranjera en diversos bancos locales; los fondos son de libre disponibilidad y generan intereses a tasas de mercado.

(b) Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la Compañía mantenía depósitos a plazos en la siguientes instituciones financieras:

En miles de soles	2016	2015
Banco BBVA Continental	77,100	12,000
Banco de Crédito del Perú	20,630	36,300
Banco Scotiabank	-	5,500
	<b>97,730</b>	<b>53,800</b>

Al 31 de diciembre de 2016, los depósitos a plazo tienen vencimientos originales entre 9 y 25 días y al 31 de diciembre de 2015 de 7 días.

## 7. Cuentas por Cobrar Comerciales

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Entidades relacionadas, (nota 8)	57,308	36,966
Clientes libres	152,664	252,739
Clientes empresas distribuidoras (b)	31,291	38,538
Clientes COES	7,638	12,073
	248,901	340,316
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	( 22,720)	( 22,720)
	<b>226,181</b>	<b>317,596</b>

- (a) Las cuentas por cobrar están denominadas principalmente en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses. El saldo de las cuentas por cobrar 31 de diciembre de 2016 y de 2015, corresponde a 69 y 54 clientes respectivamente.

Los tipos de clientes con los cuales la Compañía mantiene contratos de suministros de electricidad y/o vende energía son:

**Clientes Libres:** Clientes o usuarios conectados al SEIN, no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

**Clientes Empresas Distribuidoras:** Clientes o usuarios que tienen una concesión de distribución para atender a los Clientes Regulados o Clientes Libres.

**Clientes COES:** Son empresas titulares de generación y transmisión que son integrantes del COES.

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, las cuentas por cobrar de clientes libres incluyen un contrato por venta de energía y potencia con un cliente, con quien se mantuvo dos controversias por asunción de cargos regulatorios y resolución de contrato. La Compañía inició en el año 2015 dos arbitrajes a efectos que se declare la vigencia del contrato con dicho cliente y la forma en que determinados cargos regulatorios debían ser asumidos económicamente por las partes. Se ha obtenido un resultado favorable en ambos casos, habiendo quedado firme el laudo que determinó que el contrato continúa vigente. El segundo laudo, referido a la asunción económica de cargos regulatorios, ha sido objeto de recurso de anulación por parte del referido cliente, el que se encuentra pendiente de resolución.

- (b) El saldo de las cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 incluye un monto ascendente de S/ 6,392,000, que corresponde a los retiros de energía y potencia sin respaldo contractual efectuados por empresas distribuidoras entre los años 2006 al 2007, que le fueron asignados a la Compañía por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES SINAC. Dichos retiros están valorizados a la tarifa de barra y se encuentran pendientes de facturar. En opinión de la Gerencia de la Compañía, dichas cuentas por cobrar serán recuperadas en su totalidad.
- (c) En opinión de la Gerencia de la Compañía no existe riesgos de incobrabilidad de cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

## **8. Transacciones con Entidades Relacionadas**

### **A. Controladora**

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la Compañía cuenta con una empresa controladora, Generandes Perú S.A. domiciliada en Perú, quien posee el 54.20% de las acciones representativas de su capital.

### **B. Transacciones con personal clave de la Gerencia**

No existen saldos por cobrar y pagar entre la Compañía y sus Directores y la Gerencia. Las remuneraciones devengadas por los Directores y el personal clave de la Gerencia ascienden a:

En miles de soles	2016	2015
Directores	238	264
Gerentes	4,162	7,311
	<b>4,400</b>	<b>7,575</b>

## Enel Generación Perú S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

### C. Otras transacciones con partes relacionadas

Comprende lo siguiente:

En miles de soles				Valor de transacción		Saldo pendiente al	
				31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
<b>Corriente</b>							
<b>Ventas comerciales (nota 7)</b>							
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Venta de Energía	245	803	16	16	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Venta de Energía	549,824	355,400	57,220	36,950	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Venta de Energía	679	1,191	72	-	
			<b>550,748</b>	<b>357,394</b>	<b>57,308</b>	<b>36,966</b>	
<b>Operaciones no comerciales</b>							
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Servicio de administración	9,576	8,656	126	920	
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Dividendos declarados	49,572	66,476	-	-	
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Otros servicios	953	321	-	-	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Servicio de administración	2,398	3,214	2,621	725	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Servicio de administración	1,822	1,596	2,140	2,324	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Otros servicios	283	250	-	-	
Enel Produzione SpA	Relacionada	Otros servicios	724	-	-	-	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Prestamos Otorgados	25,000	-	-	-	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Intereses por préstamo	14	-	-	-	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Otros servicios	181	-	54	-	
Enel Brasil S.A.	Asociada	Prestamos Otorgados	7,242	-	7,242	-	
Enel Brasil S.A.	Asociada	Intereses por préstamo	548	-	548	-	
Enel Brasil S.A.	Asociada	Dividendos declarados	4,510	-	-	-	
Enel Green Power Mexico	Relacionada	Otros servicios	33	-	33	-	
Generandes Perú S.A.	Matriz	Otros servicios	-	3	-	-	
			<b>102,856</b>	<b>80,516</b>	<b>12,764</b>	<b>3,969</b>	
			<b>653,604</b>	<b>437,910</b>	<b>70,072</b>	<b>40,935</b>	
<b>No Corriente</b>							
Enel Brasil S.A.	Asociada	Dividendos declarados	-	7,337	-	6,140	
			-	<b>7,337</b>	-	<b>6,140</b>	
<b>Costos de generación</b>							
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Compra de energía, potencia y peaje	626	937	13	-	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Compra de energía, potencia y peaje	-	136	-	20	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Compra de energía, potencia y peaje	11,139	9,673	783	771	
			<b>11,765</b>	<b>10,746</b>	<b>796</b>	<b>791</b>	
<b>Operaciones no comerciales</b>							
Generandes Perú S.A.	Matriz	Otros servicios	-	228	-	-	
Generandes Perú S.A.	Matriz	Dividendos declarados	79,675	204,015	-	-	
Generandes Perú S.A.	Matriz	Prestamos recibidos	-	141,000	-	-	
Enel Iberoamérica	Relacionada	Otros servicios	478	408	799	485	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Servicios de administración	-	5,375	-	8,118	
Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)	Relacionada	Otros servicios	1,882	385	-	-	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Otros servicios	-	-	-	137	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Prestamos recibidos	126,551	-	-	-	
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	Relacionada	Intereses por préstamo	176	110	-	-	
Endesa S.A.	Relacionada	Otros servicios	289	364	233	114	
Endesa Americas S.A. (antes Endesa Chile)	Relacionada	Otros servicios	1,448	973	6,399	11,495	
Enel S.p.A	Relacionada	Servicios de administración	-	3,667	-	5,671	
Enel S.p.A	Relacionada	Otros Servicios	10,970	2,003	16,641	-	
Enersis Chile S.A.	Relacionada	Otros Servicios	11	101	76	63	
Endesa Americas S.A. (antes Endesa Chile)	Relacionada	Dividendos declarados	43,214	110,655	-	-	
Enel Ingegneria e Innovazione	Relacionada	Otros servicios	186	3,161	1,958	4,048	
Enel Italia	Relacionada	Otros servicios	85	-	234	-	
			<b>264,965</b>	<b>472,445</b>	<b>26,340</b>	<b>30,131</b>	
			<b>276,730</b>	<b>483,191</b>	<b>27,136</b>	<b>30,922</b>	

- (a) Al 31 de diciembre de 2016 se realizaron pagos de dividendos, según el siguiente detalle :

En miles de soles	Dividendos		Dividendo por	
	Declarados y Pagados	acción	Generandes S.A.	Endesa Américas S.A.
Julio (Dividendo a cuenta 2016)	98,717	0.045139	64,003	34,714
Marzo (Dividendo complementario 2015)	24,172	0.011053	15,672	8,500
	<u>122,889</u>		<u>79,675</u>	<u>43,214</u>

- (b) En enero de 2015, la Compañía firmó un contrato de Línea de Crédito con sus relacionadas locales del Grupo, hasta por un monto de US\$55,500,000 o su equivalente en soles, por un plazo de 18 meses.

En marzo de 2016, se firmó una adenda al contrato por el cual se incrementa la línea de crédito a US\$90,500,000 o su equivalente en soles con vigencia al 31 de diciembre de 2018.

Durante el año 2016, la Compañía recibió y otorgó préstamos con partes relacionadas como sigue:

**Préstamos Relacionadas**

En miles de soles	Al 31.12.2016			
	Desembolso	Amortización	Diferencia en cambio	Saldo
<b>Préstamos recibidos</b>				
Enel Generación Piura S.A. (antes Empresa Eléctrica de Piura S.A.) Relacionada	126,551	(127,536)	985	-

En miles de soles	Al 31.12.2016		
	Desembolso	Cobranza	Saldo
<b>Préstamos Otorgados</b>			
Enel Distribución Perú S.A.A.(antes Edelnor S.A.A.) Relacionada	25,000	(25,000)	-

- (c) En julio de 2016, la Compañía celebró un contrato de préstamo con Enel Brasil S.A. por un importe de R\$ 7,024,000 (Reales) a una tasa de interés de 15.97% y con vencimiento en diciembre 2017.
- (d) Las cuentas por cobrar y por pagar comerciales a entidades relacionadas, no generan intereses y no tienen vencimiento ni garantías específicas, excepto por las cuentas por cobrar comerciales que corresponden a venta de energía y potencia, cuyo plazo de vencimiento es de diez días en promedio y por los préstamos con entidades relacionadas cuyo plazo de vencimiento está determinado por cada una de las operaciones.

## 9. Otras Cuentas por Cobrar

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Reembolso por daños materiales y lucro cesante (a)	-	19,339
Servicio de agua potable y alcantarillado de Lima	3,608	3,608
Reclamos a terceros	866	864
Préstamos al personal	2,604	2,492
Penalidades a proveedores	722	1,066
Mantenimiento presa Yuracmayo	992	891
Diversas cuentas por cobrar	6,062	4,094
	14,854	32,354
Menos, estimación para cuentas de cobranza dudosa (b)	(4,170)	(4,170)
	<b>10,684</b>	<b>28,184</b>

- (a) Corresponde a la indemnización de la Compañía de Seguros de acuerdo a la cobertura de la póliza contratada, por un siniestro ocurrido en la Unidad TG7 en la Central Santa Rosa. Al 31 de diciembre de 2016 se cobró el integro de la indemnización.
- (b) En opinión de la Gerencia de la Compañía, el saldo de la estimación para cuentas de cobranza dudosa cubre adecuadamente el riesgo de crédito de las otras cuentas por cobrar de dudosa recuperación al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

## 10. Inventarios

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Materiales para mantenimiento (a)	55,095	55,075
Petróleo	14,669	17,600
Materiales en tránsito	749	2,279
	<b>70,513</b>	<b>74,954</b>

- (a) Al 31 de diciembre el 2016, se redujeron inventarios de S/ 8,218,000 a su valor neto realizable (S/ 8,458,000 al 31 de diciembre de 2015).

En miles de soles	2016	2015
Saldo inicial	8,458	8,185
Altas	258	273
Recupero del ejercicio	(498)	-
<b>Saldo final</b>	<b>8,218</b>	<b>8,458</b>

## 11. Otros Activos no Financieros

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Seguros pagados por adelantado	23,920	22,254
Otros	811	2,425
	<b>24,731</b>	<b>24,679</b>

## 12. Otros Activos Financieros

Comprende inversiones en Asociada y Subsidiaria:

En miles de soles	2016	2015
Enel Brasil S.A. (a)	172,793	172,793
Chinango S.A.C. (b)	187,718	187,718
	<b>360,511</b>	<b>360,511</b>

- (a) Corresponde a 6,957,053 acciones comunes de Enel Brasil S.A., una empresa establecida en Brasil en la que la Compañía mantiene una participación efectiva de 2.9110840% del capital social al 31 de diciembre de 2016 (3.996592% del capital al 31 de diciembre de 2015).

Durante el ejercicio de 2016, Enel Brasil S.A. declaró dividendos a favor de la Compañía por S/ 4,510,000 (S/ 7,337,000 durante similar periodo del año 2015) (nota 33).

- (b) Corresponde a 235,399,438 acciones comunes de Chinango S.A.C., una empresa de generación de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación de 80% en el capital social al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, (nota 1).

Durante el ejercicio 2016, Chinango S.A.C. declaró dividendos a favor de la Compañía, según se detalla a continuación :

En miles de soles	2016	Dividendo por acción	2015	Dividendo por acción
Noviembre (segundo dividendo a cuenta)	7,137	0.0302170	10,067	0.042620
Agosto (Primer dividendo a cuenta)	24,935	0.1055680	25,687	0.108751
Marzo (Dividendo Complementario)	17,500	0.0740900	30,722	0.130069
	<b>49,572</b>		<b>66,476</b>	

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

**13. Propiedades, Planta y Equipo**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Terrenos	Edif. y Otras Construc.	Maq. y Equipo	Unids. de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	31.12.2016	31.12.2015
<b>Costo</b>									
Saldos iniciales	27,775	2,703,224	2,947,547	2,010	3,637	28,579	200,846	5,913,618	5,786,605
Adiciones	-	-	-	-	345	397	129,926	130,668	131,982
Venta y/o retiros	(25)	(1,960)	(228,084)	(f) (73)	(38)	(850)	(77,832)	(e,f) (308,862)	(4,969)
Transferencias	-	6,918	41,967	-	-	2,165	(51,050)	-	-
Saldos finales	27,750	2,708,182	2,761,430	1,937	3,944	30,291	201,890	5,735,424	5,913,618
<b>Depreciación acumulada</b>									
Saldos iniciales	-	967,774	1,863,142	2,002	3,206	23,753	-	2,859,877	2,658,302
Adiciones (nota 30)	-	54,533	130,755	8	91	1,812	-	187,199	206,127
Venta y/o retiros	-	(1,948)	(149,629)	(f) (73)	(19)	(847)	-	(152,516)	(4,552)
Saldos finales	-	1,020,359	1,844,268	1,937	3,278	24,718	-	2,894,560	2,859,877
<b>Provisión por desmantelamiento de centrales</b>									
Saldos iniciales	-	-	9,042	-	-	-	-	9,042	9,528
Depreciación (nota 30)	-	-	485	-	-	-	-	485	486
Saldos finales	-	-	8,557	-	-	-	-	8,557	9,042
<b>Estimación para desvalorización de equipo</b>									
Saldos iniciales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Saldos finales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
<b>Costo neto</b>	<b>27,750</b>	<b>1,687,823</b>	<b>924,653</b>	<b>-</b>	<b>666</b>	<b>5,573</b>	<b>201,890</b>	<b>2,848,355</b>	<b>3,061,717</b>



**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

En miles de soles	Terrenos	Edif. y Otras Construc.	Maq. y Equipo	Unids. de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	31.12.2015	31.12.2014
<b>Costo</b>									
Saldos iniciales	22,778	2,699,001	2,829,031	2,432	4,755	26,262	202,346	5,786,605	5,668,354
Adiciones	-	-	-	-	68	221	131,693	131,982	129,499
Venta y/o retiros	-	-	(2,934)	(422)	(1,186)	(427)	-	(4,969)	(11,248)
Transferencias	4,997	4,223	121,450	-	-	2,523	(133,193)	-	-
Saldos finales	27,775	2,703,224	2,947,547	2,010	3,637	28,579	200,846	5,913,618	5,786,605
<b>Depreciación acumulada</b>									
Saldos iniciales	-	914,532	1,714,474	2,396	4,277	22,623	-	2,658,302	2,475,702
Adiciones (ver nota 30)	-	53,242	151,233	28	90	1,534	-	206,127	193,788
Venta y/o retiros	-	-	(2,565)	(422)	(1,161)	(404)	-	(4,552)	(11,188)
Saldos finales	-	967,774	1,863,142	2,002	3,206	23,753	-	2,859,877	2,658,302
<b>Provisión por desmantelamiento de centrales</b>									
Saldos iniciales	-	-	9,528	-	-	-	-	9,528	10,015
Depreciación (ver nota 30)	-	-	486	-	-	-	-	486	487
Saldos finales	-	-	9,042	-	-	-	-	9,042	9,528
<b>Estimación para desvalorización de equipo</b>									
Saldos iniciales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Saldos finales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
<b>Costo neto</b>	<b>27,775</b>	<b>1,735,450</b>	<b>1,092,381</b>	<b>8</b>	<b>431</b>	<b>4,826</b>	<b>200,846</b>	<b>3,061,717</b>	<b>3,136,765</b>

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

- (a) El rubro propiedades, planta y equipo, incluye intereses y otros gastos financieros activados vinculados a la construcción de las obras en curso, según los criterios indicados (nota 4D(ii)).
- (b) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no se capitalizaron intereses.
- (c) Al 31 de diciembre de 2016, el rubro propiedades, planta y equipo incluye repuestos por S/ 54,858,000 (S/ 74,144,000 al 31 de diciembre de 2015) para ser utilizadas exclusivamente en los grupos generadores.
- (d) El rubro incluye los activos de la ampliación de la Central Termoeléctrica Santa Rosa ("Santa Rosa II"), que fueron adquiridos por la Compañía mediante contrato de arrendamiento financiero (nota 20(f)) y entraron en operación en setiembre de 2009. Al 31 de diciembre de 2016 el valor neto en libros de los activos adquiridos para la construcción, instalación, implementación y puesta en servicio de dicha unidad generadora asciende a S/ 148,840,000 (S/ 170,372,000 al 31 de diciembre de 2015), de los cuales S/ 29,223,000, corresponden a edificios y otras construcciones (S/ 30,873,000 al 31 de diciembre de 2015) y S/ 119,617,000 a maquinaria y equipo (en miles de S/ 139,499 al 31 de diciembre de 2015).
- (e) En setiembre de 2016, la Compañía debido a las perspectivas del mercado eléctrico determinó una racionalización de proyectos, concentrándose en proyectos de retorno no mayor a dos años, por lo cual dio de baja el Proyecto Curibamba (190 MW) el cual fue registrado en Trabajos en Curso por S/ 73,114,000. El efecto de dicha baja se registró en el rubro Otros Gastos Operativos por S/ 68,234,000 (nota 32) y una disminución de las cuentas por pagar comerciales de S/ 4,880,000.
- (f) En noviembre de 2016, la Compañía transfirió la propiedad de sus líneas de transmisión eléctrica de 60kV y 220kV a favor de Conelsur LT S.A.C, por un costo neto de S/ 83,205,000.
- (g) La Compañía mantiene seguros sobre sus principales activos, de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia. En este sentido, al 31 de diciembre de 2016, la Compañía ha tomado seguros para sus propiedades, planta y equipo hasta por un valor de US\$ 1,702,524,000 (US\$ 1,580,950,000 al 31 de diciembre de 2015). En opinión de la Gerencia, su política de seguros es consistente con la práctica internacional en la industria y el riesgo de eventuales pérdidas por siniestros considerados en la póliza de seguros es razonable considerando el tipo de activos que posee la Compañía.

**14. Activos Intangibles**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Concesiones y derechos	Software	Otros Intangibles	31.12.2016	31.12.2015
<b>Costo</b>					
Saldos iniciales (a)	52,729	18,931	224	71,884	69,071
Adiciones	1,576	4,673	-	6,249	2,813
Ventas y/o retiros	(2,432) (b)	(313)	-	(2,745)	-
<b>Saldos finales</b>	<b>51,873</b>	<b>23,291</b>	<b>224</b>	<b>75,388</b>	<b>71,884</b>
<b>Amortización acumulada</b>					
Saldos iniciales	8,309	11,232	36	19,577	16,704
Adiciones (nota 30)	1,651	1,655	11	3,317	2,873
Ventas y/o retiros	(743) (b)	-	-	(743)	-
<b>Saldos finales</b>	<b>9,217</b>	<b>12,887</b>	<b>47</b>	<b>22,151</b>	<b>19,577</b>
<b>Costo neto</b>	<b>42,656</b>	<b>10,404</b>	<b>177</b>	<b>53,237</b>	<b>52,307</b>

**Enel Generación Perú S.A.A.**  
 Notas a los Estados Financieros Separados  
 31 de diciembre de 2016 y de 2015

En miles de soles	Concesiones y derechos	Software	Otros Intangibles	31.12.2015	31.12.2014
Costo					
Saldos iniciales (a)	52,729	16,118	224	69,071	66,662
Adiciones	-	2,813	-	2,813	2,409
Saldos finales	52,729	18,931	224	71,884	69,071
Amortización acumulada					
Saldos iniciales	6,657	10,022	25	16,704	14,603
Adiciones (nota 30)	1,652	1,210	11	2,873	2,101
Saldos finales	8,309	11,232	36	19,577	16,704
<b>Costo neto</b>	<b>44,420</b>	<b>7,699</b>	<b>188</b>	<b>52,307</b>	<b>52,367</b>

- (a) Concesiones y derechos incluye el derecho de uso de las aguas provenientes de las Lagunas de Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica. La vida útil es de 30 años.
- (b) En noviembre de 2016, la Compañía transfirió la propiedad de las servidumbres de las líneas de transmisión eléctrica de 60kV y 220kV a favor de Conelsur LT S.A.C, por un costo neto de S/ 1,689,000.

**15. Pasivos Financieros de Corto Plazo:**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Parte corriente de pasivos financieros a largo plazo		
Principal	147,799	238,478
Intereses	4,451	5,179
	<b>152,250</b>	<b>243,657</b>

**16. Cuentas por Pagar Comerciales**

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Entidades relacionadas (nota 8 C)	796	791
Suministro, transporte y distribución de gas	30,401	32,143
Contrato de mantenimiento con Siemens S.A (a)	29,879	41,260
Compra de energía, potencia y peaje	69,447	41,470
Proveedores de obras en curso	36,630	30,155
Otros	22,418	27,307
	<b>189,571</b>	<b>173,126</b>

- (a) Corresponde a los bienes y servicios entregados por Siemens Westinghouse Power Corporation y Siemens Westinghouse Service Company Ltd. en virtud de los contratos de servicios de largo plazo "LTSA", para adquisición de piezas de reemplazo y prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para las turbinas de las plantas térmicas de Ventanilla y Santa Rosa. Según lo establecido en el contrato (nota

37(E)), dichos montos serán pagados en función de las horas de operación de las plantas térmicas.

## 17. Otras Cuentas por Pagar

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Impuesto General a las Ventas	11,521	14,400
Tributos	1,655	1,523
Remuneraciones	4,278	6,089
Participación de los trabajadores	20,268	15,758
Seguros	28,938	26,950
Aportes a entes reguladores	9,220	8,803
Fondo de Inclusión Social Energético	19,253	14,389
Programa Excepcional de Retiro Voluntario (a)	1,852	-
Diversas	27,830	4,894
	<b>124,815</b>	<b>92,806</b>

(a) El importe corresponde a la provisión del Programa Excepcional de Retiro Voluntario presentado por la Compañía a todo el personal contratado a plazo indeterminado, con el objetivo de motivar la renovación generacional de la Compañía, ofreciendo un plan de incentivos económicos en función a la edad, sueldo y tiempo de servicios del trabajador.

## 18. Ingresos Diferidos

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, el saldo corresponde a la parte no devengada de las facturaciones realizadas por la Compañía, por el servicio de uso de parte de las instalaciones hidráulicas de propiedad de la Compañía.

El ingreso devengado de estos servicios de uso, ha sido incluido en el rubro de “otros ingresos operativos” del estado de resultados integrales en base a la vida útil de las instalaciones en mención, de 30 años.

## 19. Provisiones

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Desmantelamiento de centrales	16,450	15,809
Contingencias tributarias (nota 38)	10,444	10,049
Norma Técnica de Calidad	-	4,253
Otras provisiones (a)	144,475	3,992
	<b>171,369</b>	<b>34,103</b>
Por plazo de vencimiento:		
Porción corriente	154,919	18,294
Porción no corriente	16,450	15,809
	<b>171,369</b>	<b>34,103</b>

(a) Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía mantiene una controversia por términos de resolución de contrato con uno de sus ex-clientes, con quien mantiene un proceso de arbitraje.

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados  
31 de diciembre de 2016 y de 2015

**20. Obligaciones financieras Largo Plazo**

(a) Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Ver	Moneda Origen	Interés anual (%)	Pago de intereses	Amortización de capital	Fecha Vcto.	Parte Corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
<b>Acreeedor</b>												
<b>Bonos corporativos</b>												
- Tercer Programa	(b)	US\$ y S/	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	2,678	1,935	111,038	112,001	113,716	113,936
- Cuarto Programa	(b)	US\$	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	1,403	71,285	67,200	68,260	68,603	139,545
							4,081	73,220	178,238	180,261	182,319	253,481
<b>Préstamos bancarios</b>												
- Bank of Nova Scotia	(h)	US\$	Libor +0.75	Mensual	Al vencimiento	Abr.2017	74,202	-	-	-	74,202	-
- Bank of Nova Scotia	(d)	US\$	Libor + 0.73	Trimestral	Al vencimiento	Mar.2016	-	122,952	-	-	-	122,952
							74,202	122,952	-	-	74,202	122,952
<b>Arrendamiento Financiero</b>												
- Scotiabank Perú	(f)	US\$	Libor+1.75	Trimestral	Trimestral	Mar. 2017	73,765	47,437	-	74,864	73,765	122,301
							73,765	47,437	-	74,864	73,765	122,301
<b>Instrumentos</b>												
<b>Derivados</b>	(nota 21)	-	(nota 21)	Trimestral	-	(nota 21)	202	48	-	1,444	202	1,492
							<b>152,250</b>	<b>243,657</b>	<b>178,238</b>	<b>256,569</b>	<b>330,488</b>	<b>500,226</b>

(\*) La parte corriente de las obligaciones de largo plazo incluye los intereses de la deuda devengados y no pagados a la fecha del estado de situación financiera.

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

(b) A continuación se presenta la composición de la deuda por bonos:

Descripción de bonos	Moneda Origen	Monto Emitido	Fecha de Emisión	Interés anual (%)	Pago de Intereses	Vcto. de Capital	Parte Corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
<b>Tercer programa</b>												
<b>de bonos</b>												
- 1ra Emisión, Serie A	S/	25,000,000	Jun. 2007	6.313	Semestral	Jun. 2022	39	39	25,000	25,000	25,039	25,039
- 3ra Emisión, Serie A	S/	25,000,000	Jul. 2007	6.281	Semestral	Jul. 2019	772	-	25,000	25,000	25,772	25,000
- 8va Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2008	6.344	Semestral	Ene. 2028	918	932	33,600	34,130	34,518	35,062
- 11ma Emisión, Serie A	US\$	8,166,000	Ene. 2009	7.781	Semestral	Ene. 2019	949	964	27,438	27,871	28,387	28,835
							2,678	1,935	111,038	112,001	113,716	113,936
<b>Cuarto programa</b>												
<b>de bonos</b>												
- 1ra Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Jul. 2009	6.625	Semestral	Jul. 2016	-	35,166	-	-	-	35,166
- 2da Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2009	6.000	Semestral	Set. 2016	-	34,694	-	-	-	34,694
- 4ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2010	6.469	Semestral	Ene. 2018	917	932	33,600	34,130	34,517	35,062
- 5ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2010	5.781	Semestral	Set. 2020	486	493	33,600	34,130	34,086	34,623
							1,403	71,285	67,200	68,260	68,603	139,545
							<b>4,081</b>	<b>73,220</b>	<b>178,238</b>	<b>180,261</b>	<b>182,319</b>	<b>253,481</b>

(\*) La parte corriente de la deuda por bonos incluye los intereses devengados y no pagados hasta la fecha del estado de situación financiera.

- (c) Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la principal obligación que la Compañía debe cumplir durante la vigencia de los bonos emitidos en el marco de su Tercer y Cuarto Programa de Bonos Corporativos, es mantener un Índice de Endeudamiento no mayor a 1.5 veces. Dicho Índice de Endeudamiento se calcula como la razón de la deuda financiera consolidada (neta de caja hasta por US\$ 50,000,000) al patrimonio neto.

En opinión de la Gerencia, esta obligación no limita ni afecta las operaciones de la Compañía y se viene cumpliendo satisfactoriamente.

El 23 de setiembre de 2013, la Compañía inscribió en el Registro Público Mercado de Valores su Quinto Programa de Bonos Corporativos hasta por un importe de US\$350,000,000 y para el cual no se han establecido índices financieros, a la fecha no se han efectuado emisiones por este programa.

- (d) El 11 de setiembre de 2014 la Compañía suscribió con Bank of Nova Scotia un contrato de financiamiento de US\$ 36,000,000 por un plazo de 1.5 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar obligaciones financieras y capital de trabajo.
- (e) El 25 de marzo de 2008, la Compañía suscribió con Scotiabank Perú S.A.A. un contrato de arrendamiento financiero hasta por US\$ 90,000,000 por un plazo de 9 años, para la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa (unidad TG8) y sus sistemas asociados. El monto final desembolsado bajo este contrato ascendió a US\$ 84,330,000.

El valor presente de los pagos mínimos futuros por los arrendamientos financieros es como sigue:

En miles de soles	2016	2015
Hasta 1 año	73,827	49,900
Mayores a 1 año	-	75,298
Total a pagar incluyendo cargo financiero	73,827	125,198
Menos - cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(62)	(2,897)
<b>Valor presente</b>	<b>73,765</b>	<b>122,301</b>

- (f) El 08 de abril de 2016, la Compañía suscribió un contrato de préstamo bancario con Bank of Nova Scotia, por US\$ 22,000,000 a plazo de un año, los fondos fueron utilizados para obligaciones financieras y capital de trabajo.
- (g) Las principales obligaciones que la Compañía debe cumplir en virtud a sus contratos bancarios de largo plazo consisten en (i) Mantener un índice de endeudamiento no mayor a 1.5, medido como la razón de deuda financiera al patrimonio neto de la Compañía y (ii) Mantener un ratio de deuda financiera sobre EBITDA de como máximo 4 veces.

El cumplimiento de las obligaciones descritas es supervisado por la Gerencia de la Compañía y, en su opinión, se ha cumplido con dichas obligaciones al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de diciembre de 2016 y de 2015

**21. Instrumentos Derivados de Cobertura**

La composición de los instrumentos financieros derivados (swap de tasa de interés) al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 es como sigue:

Contraparte	Valor Ncional Nominal <u>US\$(000)</u>	<u>Vcto.</u>	Deuda Deuda <u>Protegida</u>	Partida Partida <u>Protegida</u>	Tasa y Valor <u>Fijado</u>	En miles de soles			
						Pasivo registrado		Pérdida realizada (nota 33)	
						2016	2015	2016	2015
- Swap Tasa de Interés:									
- Scotiabank Perú	7,800	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.73%	113	822	761	1,243
- Scotiabank Perú	8,318	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.28%	89	670	636	1,084
						<b>202</b>	<b>1,492</b>	<b>1,397</b>	<b>2,327</b>



**Enel Generación Perú S.A.A.**  
 Notas a los Estados Financieros Separados  
 31 de diciembre de 2016 y de 2015

En miles de soles	2016	2015
Por vencimiento		
Corriente	202	48
No corriente	-	1,444
	<b>202</b>	<b>1,492</b>

El valor razonable de los instrumentos financieros de cobertura, se presentan en el activo o pasivo, según corresponda. Las variaciones en el valor razonable de estos instrumentos, neto de su efecto impositivo, son registradas con cargo (abono) al rubro patrimonial "Otras Reservas de Patrimonio".

La Compañía paga o recibe trimestralmente (en cada fecha de pago de interés de la deuda protegida) la diferencia entre la tasa LIBOR de mercado aplicable a la deuda en dicho período y la tasa fija pactada en los respectivos contratos de cobertura. Los flujos efectivamente recibidos o pagados por la Compañía se reconocen como ganancia o pérdida del período.

La Compañía evaluó la efectividad de la cobertura de cada instrumento financiero derivado de cobertura en la fecha de su contratación y ha comprobado su efectividad al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

- A. A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros, su valor razonable y el desglose por vencimiento de los valores nominales al 31 de diciembre de 2016 y de 2015:

En miles de soles	Valor razonable	Valor nominal de 1 año	1-2 Años	Total
<b>2016</b>				
Cobertura de flujos de caja	(202)	(54,155)	-	(54,155)
	<b>(202)</b>	<b>(54,155)</b>	<b>-</b>	<b>(54,155)</b>

En miles de soles	Valor razonable	Valor nominal Antes de 1 año	1-2 Años	Total
<b>2015</b>				
Cobertura de flujos de caja	(1,492)	(34,792)	(63,707)	(98,499)
	<b>(1,492)</b>	<b>(34,792)</b>	<b>(63,707)</b>	<b>(98,499)</b>

- B. Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, el cronograma de amortización de la porción no corriente de la deuda a largo plazo es como sigue:

En miles de soles	2016	2015
Año 2017	-	76,309
Año 2018	33,600	34,130
Año 2019 o más	144,638	146,130
	<b>178,238</b>	<b>256,569</b>

C. Deuda de cobertura:

De la deuda de la Compañía en dólares, al 31 de diciembre de 2016 S/ 279,474,000 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad de la Compañía que están vinculados al dólar estadounidense (nota 4.V). Al 31 de diciembre de 2015 dicho monto ascendía a en miles de S/ 448,694.

La diferencia de cambio generada por esta deuda se presenta en el Estado de Cambios en el Patrimonio en el rubro "Otras Reservas de Patrimonio". El movimiento al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, neto de su efecto impositivo, ha sido el siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Saldo en reservas de variación neta por cobertura		
de flujo de efectivo al inicio del ejercicio	( 33,703)	5,259
Diferencias en cambio registradas en patrimonio	2,911	( 36,266)
Imputación de diferencias en cambio a resultados	( 1,495)	( 2,696)
	<b>( 32,287)</b>	<b>( 33,703)</b>

**22. Provisión por Beneficios a los Empleados**

El movimiento de la provisión fue el siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Saldo inicial	3,653	3,910
Incremento de la provisión registrada contra resultados	1,807	198
Pagos	( 1,145)	( 455)
	<b>4,315</b>	<b>3,653</b>

La Compañía tiene un convenio de otorgar a los trabajadores una gratificación extraordinaria por tiempo de servicio, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un periodo equivalente a cinco años de labor efectiva.

## 23. Pasivo por Impuesto a las Ganancias Diferidos

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Saldo al 31.12.2015	Cargo (abono) a Resultados	Cargo (abono) a Patrimonio	Efecto por cambio de tasa	Saldo al 31.12.2016
<u>Activo diferido:</u>					
Provisión para desvalorización de propiedades, planta y equipo	(277)	-	-	-	(277)
Provisión para desvalorización de inventarios	(2,360)	(255)	-	-	(2,615)
Provisión norma técnica de calidad	(378)	-	-	-	(378)
Otras provisiones	(10,695)	1,225	324	(1,359)	(10,505)
<b>Total Activo</b>	<b>(13,710)</b>	<b>970</b>	<b>324</b>	<b>(1,359)</b>	<b>(13,775)</b>
<u>Pasivo diferido:</u>					
Diferencia en base del costo de activos fijos	362,204	(4,176)	-	52,661	410,689
Diferencia en tasa de depreciación de activos fijos	174,628	(18,210)	-	25,386	181,804
Gastos indirectos y costos financieros durante la construcción capitalizados, neto	10,578	(1,468)	-	1,646	10,756
Diferencias en tasas de depreciación de activos en arrendamiento financiero	4,621	(1,719)	-	333	3,235
Otras provisiones	2,054	(2,054)	-	-	-
<b>Total Pasivo</b>	<b>554,085</b>	<b>(27,627)</b>	<b>-</b>	<b>80,026</b>	<b>606,484</b>
<b>Total Pasivo Neto</b>	<b>540,375</b>	<b>(26,657)</b>	<b>324</b>	<b>78,667</b>	<b>592,709</b>
Cobertura de Flujo de Efectivo	-	705	(705)	-	-
	<b>540,375</b>	<b>(25,952)</b>	<b>(381)</b>	<b>78,667</b>	<b>592,709</b>

En miles de Soles	Saldo al 31.12.2014	Cargo (abono) a Resultados	Cargo (abono) a Patrimonio	Saldo al 31.12.2015
<u>Activo diferido:</u>				
Provisión para desvalorización de propiedades, planta y equipo	(277)	-	-	(277)
Provisión para desvalorización de inventarios	(2,283)	(77)	-	(2,360)
Provisión norma técnica de calidad	(378)	-	-	(378)
Otras provisiones	(1,608)	(9,486)	399	(10,695)
<b>Total Activo</b>	<b>(4,546)</b>	<b>(9,563)</b>	<b>399</b>	<b>(13,710)</b>
<u>Pasivo diferido:</u>				
Diferencia en base del costo de propiedad, planta y equipo	340,748	(2,290)	-	338,458
Diferencia en tasa de depreciación de propiedad, planta y equipo	182,305	(7,677)	-	174,628
Mayor costo activado por indemnización	25,632	(1,886)	-	23,746
Gastos indirectos y costos financieros durante la construcción capitalizados, neto	12,602	(2,024)	-	10,578
Diferencias en tasas de depreciación de activos en arrendamiento financiero	5,830	(1,209)	-	4,621
Otras provisiones	-	2,054	-	2,054
<b>Total Pasivo</b>	<b>567,117</b>	<b>(13,032)</b>	<b>-</b>	<b>554,085</b>
<b>Total Pasivo Neto</b>	<b>562,571</b>	<b>(22,595)</b>	<b>399</b>	<b>540,375</b>
Cobertura de Flujo de Efectivo	-	15,152	(15,152)	-
	<b>558,025</b>	<b>(7,443)</b>	<b>(14,753)</b>	<b>526,665</b>

Debido al incremento de la tasa del impuesto a las ganancias en virtud del Decreto Legislativo N° 1261, en el año 2016 se generó un aumento de S/ 80,026,000 y de S/ 1,359,000 en el pasivo y activo diferido respectivamente, generando una pérdida de S/ 78,667,000 registrado en el impuesto a las ganancias del estado de resultados del año 2016 (nota 34 y 35).

A continuación se presenta la composición del impuesto a las ganancias diferido en resultados:

En miles de soles	2016	2015
Por diferencias temporales en la determinación de la renta	52,010	( 22,595)
Por devengo de reservas patrimoniales	705	15,152
	<b>52,715</b>	<b>( 7,443)</b>

## 24. Gestión de Capital

El objetivo de la Compañía al administrar el capital es salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha y proporcionar el retorno esperado a sus accionistas y los beneficios respectivos a los otros grupos de interés; así como mantener una estructura óptima para reducir el costo del capital.

Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía puede ajustar el monto de los dividendos pagados a los accionistas, emitir nuevas acciones o vender activos para reducir la deuda.

A continuación se muestra el cálculo del índice de deuda/patrimonio al 31 de diciembre de 2016 y de 2015:

En miles de soles	2016	2015
Pasivos financieros	330,488	500,226
Cuentas por pagar comerciales	189,571	173,126
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	26,340	30,131
Otras cuentas por pagar	128,991	93,477
Menos: efectivo y equivalente de efectivo	( 534,068)	( 79,052)
Deuda neta	141,322	717,908
Total Patrimonio	2,606,816	2,537,900
<b>Ratio apalancamiento (veces)</b>	<b>0.05</b>	<b>0.28</b>

## 25. Patrimonio

### A. Capital Emitido

Al 31 de diciembre 2016, el capital emitido de la Compañía está representado por 2'616,072,176 acciones comunes, íntegramente suscritas y pagadas cuyo valor nominal es de S/ 0.88.

En Junta General de Accionistas del 05 de agosto de 2016 se aprobó aumentar el capital mediante la capitalización de la reserva legal y de la totalidad de los resultados acumulados a dicha fecha cuyo importe asciende a S/ 44,329,865.58 y S/ 199,486,972.74 respectivamente. En consecuencia, el capital emitido de la Compañía aumento de S/ 2,302,143,514.88 al 31 de diciembre 2015 a la suma de S/ 2,545,960,353.20 al 31 de diciembre 2016.

Como consecuencia del aumento de capital se aprobó en dicha Junta la emisión de 277'064,589 nuevas acciones comunes con derecho a voto con un valor nominal de S/ 0.88 cada una.

El movimiento en el número de acciones en circulación del año 2016 fue como sigue:

	<b>Número de Acciones</b>
Al 1 de enero 2016	2,616,072,176
Capitalización de reservas	277,064,589
<b>Al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>2,893,136,765</b>

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la estructura de participación accionaria de la Compañía es como sigue:

	2016		2015	
	Número de Acciones	%	Número de Acciones	%
Inversionistas:				
Generandes Perú S.A.	1,568,068,909	54.20	1,417,900,976	54.20
Endesa Chile S.A.	-	-	769,057,329	29.40
Enel Américas S.A. (*)	850,507,128	29.40	-	-
AFP Prima S.A. - Fondo 2	153,083,136	5.29	93,027,429	3.56
Otros accionistas	321,477,592	11.11	336,086,442	12.84
	<b>2,893,136,765</b>	<b>100.00</b>	<b>2,616,072,176</b>	<b>100.00</b>

(\*) En marzo de 2016 Endesa Chile S.A. cambio su razón social a Endesa Américas S.A.

El 01 de diciembre de 2016 entró en vigencia la fusión mediante la cual, Enersis Américas S.A. absorbió a sus filiales Chilectra Américas S.A y Endesa Américas S.A. modificando su razón social a Enel Américas S.A.

El valor de cotización de la acción al 31 de diciembre de 2016 fue S/ 2.60 y la frecuencia de negociación fue de 132 operaciones mensuales en promedio (valor de cotización de S/ 2.70 y frecuencia de 87 operaciones mensuales en promedio al 31 de diciembre de 2015).

## **B. Otras Reservas de Capital**

De conformidad con la Ley General de Sociedades, la Compañía debe asignar no menos del 10% de su utilidad neta anual a una reserva legal, hasta que ésta alcance un monto igual a la quinta parte del capital pagado. La reserva legal puede utilizarse para compensar pérdidas o puede ser capitalizada.

Mediante Junta General de Accionistas de fechas 17 de marzo de 2016 y 23 de marzo de 2015, se aprobó destinar el 10% de la utilidad disponible de los ejercicios 2015 y 2014 ascendente a S/ 44,330,000 y de S/ 52,833,000 respectivamente, para incrementar la reserva legal.

Mediante Junta General de Accionistas de fecha 05 de agosto de 2016 se aprobó la capitalización de parte de la reserva legal y de la totalidad de los resultados acumulados a dicha fecha por un importe de S/ 44,330,000.

Mediante Junta General de Accionistas de fecha 01 de octubre de 2015 se aprobó la capitalización de la reserva legal a dicha fecha por un importe de S/ 283,715,000 (nota 25 (A)).

## **C. Pagos y Anticipos de Dividendos**

La Compañía mediante Junta General de Accionistas del 17 de marzo de 2016, aprobó la política de dividendos determinando repartir hasta el 60% de las utilidades de libre disposición para el ejercicio 2016. Durante los ejercicios 2016 y 2015 se declararon los siguientes dividendos:

- En sesión de directorio de 21 de Julio de 2016, se aprobó el pago de un dividendo a cuenta del Ejercicio Económico 2016 ascendente a S/ 118,087,000 siendo el dividendo por acción S/ 0.045139.
- Mediante Junta General de Accionistas del 17 de Marzo de 2016, se aprobó el pago de dividendos complementarios del ejercicio 2015 ascendente a S/ 28,915,000 siendo el dividendo por acción S/ 0.011053.
- En sesión de directorio del 22 de Octubre de 2015, se aprobó el segundo dividendo a cuenta de las utilidades del ejercicio 2015, ascendente a S/ 62,023,000 siendo el dividendo por acción S/ 0.027041.
- En sesión de directorio de 16 de Julio de 2015, se aprobó el pago del primer dividendo a cuenta del Ejercicio Económico 2015 ascendente a S/ 108,543,000, siendo el dividendo por acción S/ 0.047323.
- Mediante Junta General de Accionistas de 23 de Marzo de 2015, se aprobó el pago de dividendos complementarios del ejercicio 2014 ascendente a S/ 205,848,000 siendo el dividendo por acción S/ 0.089746.

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, el pago de dividendos a personas naturales y a personas jurídicas no domiciliadas en el Perú está sujeto a una retención del 6.8%, de acuerdo al Decreto Legislativo N° 1261 a partir del 01 de enero de 2017 se ha reducido dicha tasa a 5% (nota 35).

## 26. Ingresos por Venta

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Energía:		
Terceros	802,636	861,757
Relacionadas	321,904	232,373
	1,124,540	1,094,130
Potencia y peaje:		
Terceros	415,280	421,175
Relacionadas	228,844	125,021
	644,124	546,196
Otros ingresos de operación	3,331	3,745
	3,331	3,745
<b>Total</b>	<b>1,771,995</b>	<b>1,644,071</b>
Compensaciones		
Terceros	12,952	12,748
Relacionadas	580	571
	13,532	13,319
<b>Total ingresos</b>	<b>1,785,527</b>	<b>1,657,390</b>

## 27. Costo de Generación

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Suministro, transporte y distribución de gas natural	369,203	349,766
Depreciación y amortización (nota 30)	187,187	206,486
Compra de energía, potencia y peaje (a)	265,733	167,696
Servicios prestados por terceros (b)	49,080	43,809
Canon de agua e impuestos del sector eléctrico	22,141	21,322
Gastos de personal (nota 29)	46,141	44,493
Consumo de suministros diversos	15,733	13,164
Cargas diversas de gestión y otros	32,505	26,889
Compensación por generación adicional y otros	86,291	71,154
Compensación por energía renovables (c)	78,166	61,725
Consumo de petróleo	25,958	16,855
Indemnizaciones a terceros (d)	140,175	-
Tributos y otros	4,315	3,589
	<b>1,322,628</b>	<b>1,026,948</b>

(a) Incluye compras a entidades relacionadas (nota 8 (E))

(b) Incluye servicios prestados por empresas relacionadas por S/ 4,806,000 ( S/ 3,575,000 durante el ejercicio 2015).

(c) Corresponde a la compensación de generación de energía renovable como energía solar, eólica y/o geotérmica,

(d) Ver nota 19.

## 28. Gastos de Administración

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Gastos de personal (nota 29)	35,288	35,384
Servicios prestados por terceros(a)	25,263	25,332
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar	-	22,720
Tributos	2,160	1,877
Cargas diversas de gestión	1,328	3,294
Depreciación y amortización (nota 30)	3,814	3,000
	<b>67,853</b>	<b>91,607</b>

(a) Incluye servicios prestados por entidades relacionadas por S/ 10,425,000 (S/ 5,461,000 durante el periodo 2015).

## 29. Gastos de Personal

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Remuneraciones	42,011	35,961
Participación de los trabajadores	24,052	30,333
Contribuciones sociales	6,410	4,341
Vacaciones	2,970	2,714
Otros	5,986	6,528
	<b>81,429</b>	<b>79,877</b>

Los gastos de personal se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

En miles de soles	2016	2015
Costo de generación (nota 27)	46,141	44,493
Gastos de administración (nota 28)	35,288	35,384
	<b>81,429</b>	<b>79,877</b>



### 30. Depreciación y Amortización

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Depreciación de propiedad, planta y equipo:		
Costo de generación (nota 27)	185,508	204,804
Gastos de administración (nota 28)	2,176	1,809
	187,684	206,613
Amortización de intangibles:		
Costo de generación (nota 27)	1,680	1,682
Gastos de administración (nota 28)	1,637	1,191
	3,317	2,873
	<b>191,001</b>	<b>209,486</b>

### 31. Otros Ingresos Operativos

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	2016	2015
Servicios prestados a Subsidiaria (a)	9,576	8,656
Servicios de administración a relacionadas	4,308	4,810
Servicio de operación y mantenimiento	1,159	1,202
Transferencia de capacidad de transporte gas natural	2,514	3,852
Reembolso por daño material y lucro cesante (nota 9)	1,232	3,496
Compensación por uso de instalaciones hidráulicas	3,755	3,270
Penalizaciones a terceros	870	-
Cierre contrato Santa Rosa Unidad TG7	1,130	-
Ingreso neto por ventas de líneas de transmisión	55,948	-
Venta de propiedad planta y equipo	1,321	-
Otros ingresos	6,644	3,036
	<b>88,457</b>	<b>28,322</b>

(a) Corresponde a los servicios de operación y supervisión de mantenimiento y administración y asistencia técnica en materia comercial prestado a la Subsidiaria.

### 32. Otros Gastos Operativos

Corresponde a la baja del Proyecto Curibamba (190 MW) equivalente a S/ 68,234,000. (nota 13e).

### 33. Ingresos y Gastos Financieros

Ingresos financieros comprende:

En miles de soles	2016	2015
Dividendos declarados por la Subsidiaria (nota 12 (b) y 8C)	49,572	66,476
Intereses sobre depósitos bancarios	3,506	1,799
Dividendos declarados por Enel Brasil S.A. (nota 12 (a))	4,510	7,337
Intereses por préstamos a entidades relacionadas (nota 8C)	562	-
Otros	122	111
	<b>58,272</b>	<b>75,723</b>

Gastos financieros comprende:

En miles de soles	2016	2015
Intereses sobre bonos	14,275	15,255
Intereses sobre préstamos bancarios	1,514	4,448
Intereses sobre leasing	2,519	2,910
Pérdida por instrumentos financieros derivados (nota 21)	1,397	2,327
Actualización de contingencia (nota 38)	566	778
Intereses sobre préstamos entidades relacionadas (nota 8C )	176	251
Otros	1,964	8,551
	<b>22,411</b>	<b>34,520</b>

### 34. Impuesto a las Ganancias

El gasto por el impuesto a las ganancias mostrado en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, se compone de la siguiente manera:

En miles de soles	2016	2015
Corriente	181,616	160,084
Diferido	52,715	( 7,443)
	<b>234,331</b>	<b>152,641</b>

A continuación se presenta la reconciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias con la tasa tributaria.

	2016		2015	
	En miles de soles	%	En miles de soles	%
Utilidad contable antes de impuesto a las ganancias	447,858	100.00	595,940	100.00
Gasto teórico en el impuesto a las ganancias calculado según tasa legal	125,400	28.00	166,863	28.00
Efecto tributario de gastos no afectos e ingresos no deducibles:				
Ingresos y gastos incluidos en D.J. de años anteriores	2,075	0.46	3,706	0.62
Actualización financiera de contingencias	279	0.06	899	0.15
Indemnizaciones a Terceros	39,249	8.76	-	-
Dividendos recibidos de subsidiaria	(13,880)	(3.10)	(18,613)	(3.12)
Otros deducibles	2,541	0.57	(214)	(0.04)
Efecto cambio de tasa impuesto diferido (nota 23) (a)	78,667	17.57	-	-
<b>Gasto registrado por impuesto a las ganancias</b>	<b>234,331</b>	<b>52.32</b>	<b>152,641</b>	<b>25.61</b>

### 35. Utilidad por Acción

La utilidad básica por acción ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio.

	Acciones en circulación	Días de vigencia durante el periodo	Promedio ponderado de acciones
<b><u>Ejercicio 2015</u></b>			
Saldo al 01 de enero de 2015	2,293,668,594	360	2,293,668,594
Capitalización de Reserva legal y Resultados	<u>322,403,582</u>	89	<u>79,705,330</u>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<u>2,616,072,176</u>		<u>2,373,373,924</u>
<b><u>Ejercicio 2016</u></b>			
Saldo al 01 de enero de 2016	2,616,072,176	360	2,616,072,176
Capitalización de reserva legal y resultados acumulados	<u>277,064,589</u>	146	<u>112,365,083</u>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<u>2,893,136,765</u>		<u>2,728,437,259</u>

El cálculo de la utilidad por acción básica diluida al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 se presenta a continuación:

	2016	2015
Utilidad	213,527	443,299
N° de acciones (en miles)	2,728,437	2,373,374
Utilidad por acción básica y diluida	0.078	0.187

### 36. Aspectos Tributarios

- A. La obligación tributaria por el Impuesto a las Ganancias de los años 2012 a 2016 de la Compañía y por el Impuesto General a las Ventas, por los periodos comprendidos entre los meses de diciembre de 2011 a diciembre de 2016, se encuentran pendientes de revisión por las autoridades tributarias. La obligación tributaria por el Impuesto a las ganancias del año 2011 se encuentra en revisión por las autoridades tributarias.

Cualquier mayor gasto que exceda las provisiones efectuadas para cubrir obligaciones tributarias será cargado a los resultados de los ejercicios en que las mismas queden finalmente determinadas. En opinión de la Gerencia de la Compañía, como resultado de dichas revisiones, no surgirán pasivos significativos que afecten los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

La Administración Tributaria ha revisado la determinación de la obligación tributaria del Impuesto a las Ganancias hasta el ejercicio 2010, inclusive notificando a la Compañía las correspondientes resoluciones de determinación y de multa por los ejercicios revisados, de las cuales, algunas se encuentran impugnadas por la Compañía (nota 38).

La Compañía está sujeta al régimen tributario peruano. Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, la tasa del impuesto a las ganancias es de 28 por ciento sobre la utilidad gravable luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5 por ciento sobre la utilidad imponible. En atención al Decreto Legislativo N° 1261, a partir del 1 de enero de 2017 se ha incrementado la tasa aplicable al impuesto a las ganancias a un 29.5 por ciento.

Al 31 de diciembre de 2016 y de 2015, las personas jurídicas no domiciliadas en el Perú y las personas naturales están sujetas a la retención del impuesto a las ganancias sobre los dividendos recibidos de 6.8 por ciento. Al respecto, en atención al mencionado Decreto Legislativo N° 1261, se ha reducido dicha tasa a 5 por ciento a partir del 1 de enero de 2017.

- B. Para los efectos del Impuesto a las Ganancias, el valor de mercado de las transacciones entre entidades relacionadas debe determinarse sobre la base de las normas de precios de transferencia. Estas normas definen, entre otros, un ámbito de aplicación, criterios de vinculación, así como el análisis de comparabilidad, metodologías, ajustes y declaración informativa. Las normas señalan que cumpliéndose ciertas condiciones, las empresas están obligadas a contar con un Estudio Técnico que respalde el cálculo de los precios de transferencia de transacciones con entidades relacionadas. Asimismo, esta obligación rige para toda transacción realizada desde, hacia o a través de países o territorios de baja o nula imposición.

Al respecto, la Gerencia de la Compañía, considera que para propósitos de lo anterior, se ha tomado en cuenta lo establecido en la legislación tributaria sobre precios de transferencia para las transacciones entre entidades relacionadas y aquellas realizadas desde, hacia o a través

de países o territorios de baja o nula imposición, por lo que no surgirán pasivos de importancia al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

- C. A partir del año 2005 se viene aplicando el Impuesto Temporal a los Activos Netos, cuya base imponible está constituida por el valor de los activos netos ajustados al cierre del ejercicio anterior al que corresponda el pago, deducidas las depreciaciones, amortizaciones, el encaje exigible y las provisiones específicas por riesgo crediticio. Por los ejercicios 2016 y 2015, la tasa del referido Impuesto fue fijada en 0.4% y se aplica sobre el monto de los activos netos que excedan de S/ 1 millón. El citado impuesto podrá ser pagado al contado o en nueve cuotas mensuales sucesivas. El monto pagado puede ser utilizado contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a las Ganancias de los períodos tributarios de marzo a diciembre del ejercicio gravable por el cual se pagó el impuesto hasta la fecha de vencimiento de cada uno de los pagos a cuenta y contra el pago de regularización del Impuesto a las Ganancias del ejercicio gravable al que corresponda.
- D. Asimismo, se ha establecido en 15% la tasa de retención de Impuesto a las Ganancias aplicable a la asistencia técnica prestada por entidades no domiciliadas en el país, independientemente del lugar donde se lleve a cabo el servicio, siempre que se cumpla con los requisitos señalados en la Ley del Impuesto a las Ganancias.
- E. Por los ejercicios 2016 y 2015, la tasa del Impuesto a las Transacciones Financieras fue fijada en 0.005% y se aplica sobre los cargos y créditos en las cuentas bancarias o movimientos de fondos a través del sistema financiero, salvo que la misma se encuentre exonerada.

### **37. Compromisos**

#### **A. Contratos de Venta de Energía**

Se tienen firmados 40 contratos de suministro de electricidad con Clientes Regulados (distribuidores), de los cuales 9 han sido firmados con su relacionada Enel Distribución Perú S.A.A., antes Edelnor S.A.A., el plazo de estos contratos fluctúa entre 4 y 11 años y la potencia contratada máxima entre 0.9 MW y 166.7 MW.

Adicionalmente se tienen firmado 91 contratos con Clientes Libres cuyos plazos de contratos fluctúan entre 1 y 28 años, con una potencia contratada máxima entre 0.21MW y 160MW

#### **B. Contrato de Suministro de Gas Natural proveniente de los Yacimientos de Camisea**

Mediante convenio de cesión de posición contractual, Electroperú S.A. cedió a la Empresa de Generación Eléctrica Ventanilla S.A.-ETEVENSA ("Etevensa"), con efectividad a partir del 1 de agosto de 2003, su posición contractual en el Contrato de Suministro de Gas Natural (en adelante, el "Contrato") celebrado con las empresas que conforman el contratista a cargo de la explotación de hidrocarburos en los yacimientos de Camisea (en adelante el Contratista), a la vez que éstas manifestaron su total y absoluta conformidad con dicha cesión. En virtud a la absorción de Etevensa por parte de la Compañía, a partir del 1 de junio de 2006, la Compañía ha adquirido los derechos y obligaciones de Etevensa en el Contrato.

El Contrato obliga a la Compañía a adquirir gas del Contratista en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3.901MM mcd para sus centrales generadoras Ventanilla y Santa Rosa. Asimismo, obliga a la Compañía a pagar como mínimo el 100% de la cantidad diaria contractual 0.78 MM mcd (a partir del 21 de agosto de 2016 esta cantidad es 2.1 MMmcd a solicitud de Enel Generación Perú S.A.A. (Ex – Edegel S.A.A.).

El precio de compra está fijado en el punto de recepción (Las Malvinas – Camisea) y está expresado en US\$/MMBTU (dólares por millón BTU). La vigencia de este contrato es de 15 años a partir del 20 de agosto de 2004.

El costo de suministro de gas natural al 31 de diciembre de 2016 ascendió a S/ 158,917,000 (S/ 153,867,000 al 31 de diciembre de 2015) y se encuentra registrado en el rubro Costo de Generación.

**C. Contratos de Transporte de Gas Natural**

El 2 de mayo de 2005, la Compañía suscribió con Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante TGP), un Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural, para efectos de que TGP le preste el servicio desde el punto de recepción ubicado en Las Malvinas (Camisea) hasta el punto de entrega en el "City Gate" de Lurín. Este contrato tiene vigencia hasta el 1 de enero de 2034.

La cantidad interrumpible máxima diaria de gas (CMD) que TGP está obligada a transportar es la siguiente:

<b>Período</b>	<b>CMD (m3 td/día)</b>
Desde el 31 de julio de 2007 hasta el 31 de julio de 2008	4,200,000
Desde el 01 de agosto de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	2,700,000
Desde el 01 de agosto de 2009 hasta el 14 de diciembre de 2009	2,000,000
Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 13 de agosto de 2010	1,482,178
Desde el 14 de agosto de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	992,624
Desde el 01 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025	1,000,000
Desde el 01 de enero de 2026 hasta el 01 de enero de 2034	3,100,000

De otro lado, con fecha 10 de diciembre de 2007, la Compañía ha suscrito el Contrato de Servicio de Transporte Firme con TGP para efectos que ésta le preste dicho servicio desde el 1° de agosto de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2025.

La capacidad reservada diaria (CRD) asciende a los siguientes valores:

<b>Período</b>	<b>CMD (m3 td/día)</b>
Desde el 1 de agosto de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	1,500,000
Desde el 1 de agosto 2009 hasta el 14 de diciembre de 2009	2,200,000
Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 13 de agosto de 2010	2,717,822
Desde el 14 de agosto de 2010 hasta el 01 de agosto de 2019	3,207,376
Desde el 02 de agosto de 2019 hasta el 01 de enero de 2020	2,589,554
Desde el 2 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025	2,100,000

La contraprestación del servicio al que se refieren los contratos interrumpible y firme antes citados se calcula sobre la base de las tarifas reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas efectivamente transportados en el caso del contrato de servicio interrumpible y al volumen reservado en el caso del contrato de servicio firme.

El costo por estos servicios al 31 de diciembre de 2016 ascendió a S/ 156,715,000 ( S/ 142,701,000 al 31 de diciembre de 2015) y se encuentra registrado en el rubro Costo de Generación.

**D. Contrato de Distribución de Gas Natural**

El 27 de agosto de 2004 ETEVENSA, hoy la Compañía, suscribió con Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. (en adelante GNLC) el Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, desde el punto de recepción ubicado en el "City

Gate” de Lurín hasta el punto de entrega en la planta termoeléctrica de Ventanilla. Este contrato tiene un plazo de vigencia de 15 años a partir de su fecha de suscripción.

La Capacidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

<b>Período</b>	<b>CMD (m3 td/día)</b>
Desde la suscripción hasta el 21 de setiembre de 2008	2,200,000
Del 22 de setiembre de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	700,000
Del 1 de agosto de 2009 hasta el 22 de agosto de 2019	100,000

Asimismo, el 20 de mayo de 2005, GNLC y la Compañía suscribieron otro Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, desde el punto de recepción ubicado en el “City Gate” de Lurín hasta el punto de entrega en la planta termoeléctrica de Santa Rosa (“Contrato Interrumpible Santa Rosa”). Este contrato tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

La Capacidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

<b>Período</b>	<b>CMD (m3 td/día)</b>
Desde el 22 de agosto 2008 hasta el 15 de diciembre 2009	2,000,000
Desde el 15 de diciembre 2009 hasta el 28 de febrero de 2010	1,382,178
Desde el 1 de marzo de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	900,000

El 22 de setiembre de 2008 y en el marco de la Décimo Primera Oferta Pública para la Contratación del Servicio Firme y llamado para la Contratación de Servicio Interrumpible de Transporte de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, GNLC y la Compañía suscribieron los siguientes Contratos de Servicio Firmes para sus plantas de Santa Rosa y Ventanilla.

La Cantidad Reservada Diaria (CRD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

<b>Período</b>	<b>CMD (m3 td/día)</b>
Punto de Entrega: Ventanilla.	
Desde el 22 de setiembre de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	1,500,000
Desde el 1 de agosto de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2025	2,100,000
Punto de Entrega: Santa Rosa.	
Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 28 de febrero de 2010	617,822
Desde el 1 de marzo de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	1,100,000

La contraprestación de los servicios a los que se refieren los contratos antes mencionados se calcula sobre la base de las tarifas reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas - OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas efectivamente transportados en el caso de los contratos de servicio interrumpible y a los volúmenes reservados en el caso de los contratos de servicio firme.

El costo de estos servicios al 31 de diciembre de 2016 ascendió a S/ 53,571,000 (S/ 53,199,000 al 31 de diciembre de 2015) y se encuentra registrado en el rubro de Costo de Generación.

**E. Acuerdos de Largo Plazo para la adquisición de piezas de reemplazo y prestación de servicios de mantenimiento para las centrales térmicas**

El 28 de mayo de 2004, Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. - ETEVENSA (“Etevensa”) suscribió un contrato de servicios de largo plazo (“LTSA” por sus siglas en inglés) con Siemens Westinghouse Power Corporation (hoy Siemens Energy Inc.) y Siemens Westinghouse Service Company LTD (cuyos derechos y obligaciones se encuentran hoy cedidos a Siemens S.A.C), para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para las dos turbinas de su Planta de Generación Termoeléctrica en Ventanilla. El LTSA referido a la planta de Ventanilla entró en operación en su fecha de suscripción y se mantendrá vigente hasta que: (a) cada turbina de la Planta de Generación Termoeléctrica de Ventanilla acumule 108,333 HES; o (b) se cumplan 18 años desde la fecha de inicio de operación comercial de la planta con gas natural, lo que suceda primero. La vigencia del contrato para la unidad TG3 venció el 3 de junio del 2016 al cumplir las 108,333 HES, mientras que para la TG4 vencerá en el mes de enero de 2017 al cumplir 108,333 EOH.

Por otro lado, el 27 de marzo de 2009 Siemens Power Generation, Inc. (hoy Siemens Energy Inc.) y Siemens Power Generation Service Company, Ltd. (cuyos derechos y obligaciones se encuentran hoy cedidos a Siemens S.A.C.) suscribieron con la Compañía otro contrato LTSA para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para la turbina marca Siemens instalada en la planta de generación termoeléctrica de Santa Rosa. El LTSA referido a la turbina Siemens de Santa Rosa entró en vigencia en su fecha de suscripción y se mantendrá vigente hasta que: (a) la turbina Siemens de la Central Termoeléctrica Santa Rosa acumule 100,000 HES; o (b) transcurran 18 años desde su suscripción; o (c) se ejecuten dos inspecciones mayores y dos inspecciones de Ruta de Gases Calientes según han sido definidas en el mismo contrato, lo que suceda primero.

Los contratos establecen diversas formas de pago; tales como, un pago inicial por repuestos y equipos especificados en los respectivos acuerdos, pagos mensuales sobre la base de un esquema de acumulación de horas equivalentes de servicio (HES) para cada turbina, pagos fijos mensuales por las turbinas, pagos de acuerdo al cronograma especificado por servicio de mantenimiento menores y mayores programados, según la acumulación de HES, y pagos mensuales por servicio de mantenimiento del sistema de control de las turbinas de gas de cada contrato.

**F. Contrato de Suministro de Combustible para las Centrales Térmicas**

El 7 de setiembre de 2009, la Compañía celebró con Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (Petroperú) un contrato de suministro de Biodiesel B2 GE u otro combustible similar destinado a las centrales térmicas con una vigencia de 1 (un) año renovable. Mediante comunicaciones entre las partes el plazo de vigencia se amplió a tres años, y se formalizó mediante adenda del 13 de diciembre del 2010, incluyéndose renovación automática si no hay aviso previo en contrario.

De acuerdo al contrato celebrado, Petroperú asume el compromiso de entregar un volumen mensual de 20,000 barriles (“volumen libre”) o cualquier otro volumen superior a este último, con carácter “a firme”, que la Compañía le haya solicitado con un preaviso de 60 días. Si la Compañía no cumpliera con comprar el volumen “a firme” solicitado, estará sujeta al pago de una penalidad a favor de PetroPerú para resarcirle su costo financiero y de almacenamiento.



### **38. Contingencias**

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tiene pendiente de resolver procesos judiciales y arbitrales, así como procedimientos administrativos y tributarios relacionados con las actividades que desarrolla. En opinión de la Gerencia y de sus asesores legales, tanto internos como externos, se han registrado los pasivos que se consideran apropiados con base en la información disponible al 31 de diciembre de 2016 y se estima no resultarán en pasivos adicionales a los ya registrados por la Compañía (nota 19).

Las principales contingencias tributarias y legales son:

#### **A. Acotaciones por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2000 y 2001**

Como resultado de la fiscalización tributaria del Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2000 y 2001, en diciembre de 2005 la Compañía fue notificada con (i) Resoluciones de Determinación y Multa ascendentes a S/ 75,892,000 (incluidos, tributo, multa e intereses calculados a dicha fecha) por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2000 y (ii) Resoluciones de Determinación ascendentes a S/ 6,842,000, correspondientes a intereses moratorios relacionados con los pagos a cuenta del Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2001.

En enero de 2006, la Compañía interpuso recurso de reclamación parcial contra las referidas resoluciones, cancelando la obligación tributaria relacionada a los conceptos no reclamados. En septiembre de 2008, SUNAT notificó a la Compañía la Resolución de Intendencia, por la cual declaró fundada en parte tal reclamación.

En octubre de 2008, la Compañía interpuso recurso de apelación contra la referida Resolución de Intendencia ante el Tribunal Fiscal. Los principales reparos de SUNAT que han sido objeto de apelación son los siguientes:

- i. S/ 44,025,000 de reparo a la base imponible por concepto de depreciación de los activos fijos revaluados en el ejercicio 1996.
- ii. S/ 12,574,000 de reparo a la base imponible por concepto de gastos financieros asociados a préstamos que la administración tributaria asume se utilizaron para la compra de acciones de propia emisión y que, por lo tanto, no cumplen con el principio de causalidad.
- iii. S/ 5,673,000 de reparo a la base imponible por concepto de "Resultado por Exposición a la Inflación" negativo del ejercicio 2001.

En julio de 2012, en aplicación del criterio establecido por el Tribunal Fiscal en la Resolución N° 01516-4-2012, emitida por el Impuesto a las Ganancias del ejercicio 1999, la Compañía pagó a SUNAT la suma de S/ 18,786,000 correspondiente a la deuda asociada al reparo (i) del párrafo anterior, recalculada y actualizada a la fecha de pago (incluidos tributo, multas e intereses). El pago no implicó el desistimiento de la impugnación, la que se mantiene vigente.

En agosto de 2014, se llevó a cabo el Informe Oral ante el Tribunal Fiscal y se presentó escrito de alegatos. En noviembre de 2015, el Tribunal Fiscal notificó a la Compañía la Resolución N° 15281-8-2014, por la cual resolvió la apelación antes descrita declarando nula la Resolución de Intendencia en el reparo por pérdida de operaciones con Instrumentos Financieros Derivados, confirmándola en el extremo relativo al reparo por depreciación no deducible e intereses financieros por los préstamos para recompra de acciones de propia emisión, y revocándola en lo demás que contiene.

En febrero de 2016, la Compañía interpuso demanda contencioso administrativa contra la Resolución del Tribunal Fiscal solicitando se declare la nulidad parcial de la misma en los

extremos donde (i) se revoca el reparo la inclusión del 15% por concepto de “intereses durante la construcción” en el factor para determinar el Valor Similar Nuevo de los activos revaluados, y (ii) el cobro de intereses moratorios por la omisión de pagos a cuenta del Impuesto a la Renta de marzo a diciembre de 2001 por la modificación del coeficiente aplicable. Esto, debido a que si bien se ha revocado la Resolución de Intendencia de 2008, no se ha dejado sin efecto los reparos efectuados por SUNAT que motivan la demanda.

En marzo de 2016, se emitió a trámite la demanda mediante Resolución N° 1 y se corrió traslado al Tribunal Fiscal y a SUNAT para que en un plazo de 10 días hábiles contesten la demanda, siendo el Ministerio de Economía y Finanzas quien realizaría la contestación en representación del Tribunal Fiscal y la SUNAT.

En marzo de 2016, el Juzgado mediante Resolución No.2 declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos, admitió los medios probatorios ofrecidos por las partes, y remitió el expediente administrativo al Ministerio Público para que emita dictamen.

En abril de 2016, el Juzgado tuvo por recibido el expediente administrativo y presente lo expuesto por la Compañía, ordenando la remisión del expediente al Ministerio Público. En ese mismo mes, la SUNAT remitió el expediente administrativo que dio origen a la Resolución impugnada parcialmente. Asimismo la Compañía presentó un escrito pronunciándose sobre lo señalado por la SUNAT y el Tribunal Fiscal, los que sostuvieron que la Resolución impugnada no habría causado estado.

En junio de 2016, el Juzgado notificó a las partes el dictamen fiscal y ordenó traer los autos a despacho para emitir sentencia. La Compañía solicitó informar oralmente ante el Juzgado, habiéndose programado la audiencia de informe oral para setiembre de 2016. Adicionalmente, el Juzgado notificó a las partes el dictamen fiscal y ha ordenado traer los autos a despacho para emitir sentencia.

En setiembre de 2016, la Compañía presentó un escrito a través del cual desvirtuó las afirmaciones del Ministerio Público en cuanto a que la RTF demandada no causó estado. En ese mismo mes, se llevó a cabo el informe oral, indicándose los argumentos por los cuales la Compañía considera que la RTF causó estado y por los cuales debe ser declarado nula.

Al 31 de diciembre de 2016, nos encontramos a la espera de que se emita Sentencia de Primera Instancia, así como que la SUNAT emita la correspondiente Resolución de Cumplimiento con la reliquidación de la deuda tributaria en base a los criterios determinados por el Tribunal Fiscal.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se estima que la contingencia al 31 de diciembre de 2016, a la que se encuentra expuesta la Compañía asciende a S/ 4,586,000.

#### **B. Acotaciones por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2002 y 2003**

En julio de 2007, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa ascendentes a S/ 10,224,000 (incluidos tributo, multas e intereses calculados hasta esa fecha) por Impuesto a las Ganancias de los ejercicios 2002 y 2003.

En agosto de 2007, la Compañía presentó recurso de reclamación parcial, cancelando la obligación tributaria relacionada a los conceptos no reclamados. En octubre de 2008, la Compañía fue notificada con una Resolución de SUNAT, por la cual declaró fundada en parte tal reclamación y se dispuso que se prosiga con la cobranza de la deuda rectificada, ascendente a S/ 3,154,000.

En diciembre de 2008, la Compañía interpuso un recurso de apelación parcial contra la referida Resolución de Intendencia. La apelación está referida principalmente al reparo por diferencia en cambio e intereses derivado de créditos adquiridos para refinanciar deuda que fue materia de reparo en los ejercicios 2000 y 2001, por estar supuestamente vinculada a la compra de acciones de propia emisión.

En agosto de 2014, se llevó a cabo el Informe Oral ante el Tribunal Fiscal y se presentó escrito de alegatos.

En noviembre de 2015, se notificó la Resolución N° 10473-8-2015 del Tribunal Fiscal que resuelve la apelación parcial, revocando la Resolución de Intendencia en los extremos impugnados.

Al 31 de diciembre de 2016, se encuentra pendiente que SUNAT reliquide la deuda tributaria en base a los criterios determinados por el Tribunal Fiscal.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se estima que la contingencia al 31 de diciembre de 2016, asciende a S/ 1,392,000.

**C. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2006**

En abril de 2011, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y Pagos a Cuenta del ejercicio 2006 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT determinó un menor saldo a favor del ejercicio 2006 por Impuesto a las Ganancias, así como mayores pagos a cuenta por los meses de enero y febrero de 2006.

En mayo de 2011, la Compañía interpuso recurso de reclamación únicamente en el extremo referido al Impuesto a las Ganancias y la multa asociada. La parte que no fue materia de impugnación – pagos a cuenta de enero y febrero 2006, fue cancelada en dicho mes.

En marzo de 2012, la Compañía fue notificada con una Resolución de Intendencia, por la cual SUNAT resolvió declarar infundado el recurso de reclamación. En dicho mes la Compañía apeló la referida Resolución.

Al 31 de diciembre de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 12,238,000 (incluido multas, sus intereses calculados a esa fecha, así como la correspondiente participación de los trabajadores en las utilidades).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la apelación.

**D. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2007**

En mayo de 2013, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y Pagos a Cuenta del ejercicio 2007 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyan en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT determinó un menor saldo a favor del ejercicio 2007 por Impuesto a las Ganancias, así como mayores pagos a cuenta y sus respectivas multas, como consecuencia del mayor Impuesto a las Ganancias que determinó en el ejercicio 2006 y que influye en la determinación del saldo a favor y pagos a cuenta del ejercicio 2007.

En junio de 2013, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra tales resoluciones, el cual fue declarado infundado por SUNAT mediante una Resolución de Intendencia, notificada en octubre de 2013. En dicho mes la Compañía apeló la referida Resolución.

Al 31 de diciembre de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 13,128,000 (incluido intereses por pagos a cuenta, multas e intereses de la multa, calculados a esa fecha).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la apelación.

**E. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2008**

En noviembre de 2013, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y Pagos a Cuenta del ejercicio 2008 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyen en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT determinó un menor saldo a favor del ejercicio 2008 por Impuesto a las Ganancias, así como mayores pagos a cuenta y sus respectivas multas, como consecuencia del mayor Impuesto a las Ganancias que determinó en los ejercicios 2006 y 2007, los mismos que influyen en la determinación del saldo a favor y pagos a cuenta del ejercicio 2008.

En diciembre de 2013, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra tales resoluciones, el cual fue declarado infundado por SUNAT mediante una Resolución de Intendencia, notificada en junio de 2014. En julio de 2014, la Compañía apeló la referida Resolución.

Al 31 de diciembre de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 4,606,000 (incluido intereses por pagos a cuenta, multas e intereses de la multa, calculados a esa fecha).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la reclamación.

**F. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2009**

En septiembre de 2014, la Compañía fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa sobre Impuesto a las Ganancias y Pagos a Cuenta del ejercicio 2009 y la supuesta omisión de la infracción del artículo 178.1 del Código Tributario (declarar cifras o datos falsos que influyen en la determinación de la obligación tributaria).

SUNAT determinó (i) un Impuesto a las Ganancias omitido de S/ 17,273,000 (incluidos tributo e intereses del tributo) al (a) haber efectuado reparos a la base imponible del ejercicio 2009 y, (b) haber desconocido parte del arrastre del saldo a favor determinado por la Compañía en los ejercicios 2006 a 2008, (ii) una multa asociada al Impuesto a las Ganancias por S/ 781,000 (incluidos la multa y sus intereses), la misma que está vinculada, únicamente, a los reparos propios del ejercicio 2009 y, (iii) intereses por pagos a cuenta por S/ 2,484,000 por los meses de marzo y abril 2009.

En octubre de 2014, la Compañía presentó recurso de reclamación parcial. La parte no impugnada corresponde al literal (a) del punto (i) y al punto (ii) antes descritos, la que fue cancelada en dicho mes, de manera previa a la interposición del recurso de reclamación.

En enero de 2015, la Compañía fue notificada con una Resolución de Intendencia, a través de la cual la SUNAT declaró infundado el recurso de reclamación. En ese mismo mes, la Compañía presentó recurso de apelación contra la Resolución de Intendencia.

Al 31 de diciembre de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución. La contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 21,146,000 (incluido tributo e intereses calculados a esa fecha).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, se tienen buenas probabilidades de éxito en la parte que fue materia de apelación.

**G. Acotación por Impuesto General a las Ventas, Impuesto Promoción Municipal y Ad Valorem, de los años 2008 y 2009**

En diciembre de 2013, SUNAT notificó Resoluciones de División, por medio de las cuales puso en cobranza (i) de US\$ 1,644,000 por concepto de tributos (IGV, IPM y Ad Valorem) supuestamente dejados de pagar en diversas Declaraciones Únicas de Aduanas, (ii) de US\$ 3,287,000, por concepto de una multa equivalente al doble de los tributos supuestamente dejados de pagar y, (iii) de S/ 710,000 por concepto de una multa, por una supuesta declaración incorrecta del valor en las Declaraciones Únicas de Aduanas.

Dichas acotaciones están vinculadas a las Declaraciones Únicas de Aduanas emitidas a propósito de la ejecución del Contrato de Construcción Llave en Mano para el Proyecto Santa Rosa, suscrito entre Siemens Power Generation Inc. y la Compañía y posteriormente por el arrendador, quien se incorporó como propietario de los bienes a que se contrae dicho contrato, al amparo del contrato de leasing suscrito con la Compañía para la ejecución del referido Proyecto. Las acotaciones de SUNAT fueron las siguientes: (i) los servicios de ingeniería prestados en el extranjero por Siemens Power Generation Inc. al amparo del contrato antes citado, debieron formar parte del valor en aduanas de los productos importados y (ii) debió añadirse a dicho valor, el monto del bono por mayor rendimiento de la Central Santa Rosa pagado a Siemens Power Generation Inc.

En enero de 2014, se presentó recurso de reclamación contra los referidos valores y, en febrero de 2014, se presentó un escrito de pruebas. En octubre de 2014, SUNAT notificó con una Resolución de Gerencia, mediante la cual resolvió el reclamo antes mencionado, según el siguiente detalle: (a) mantuvo el reparo (i) y dejó sin efecto el reparo (ii) citados en el párrafo precedente y, (b) ordenó la emisión de nuevas liquidaciones de cobranza. En dicho mes, SUNAT notificó las nuevas Liquidaciones de Cobranza.

En noviembre de 2014, se interpuso recurso de apelación contra la Resolución de Gerencia y las nuevas Liquidaciones de Cobranza, en la parte que fue mantenida por SUNAT. En diciembre de 2014, se presentó un escrito de pruebas.

Al 31 de diciembre de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada, asciende a S/ 25,302,000 (incluido tributos, multas e intereses, calculados a esa fecha).