

EDEGEL S.A.A.

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

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

EDEGEL S.A.A.

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

1. Antecedentes y Actividad Económica**A. Antecedentes**

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 N.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.

Al 31 de marzo de 2016 la Compañía y Generandes Perú S.A., son empresas filiales de Endesa 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 418.6 MW, ubicada en el Cercado de Lima y otra con 483.8 MW ubicada en Ventanilla. La potencia efectiva total asciende a 1,491.4 MW.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 194.8 MW.

A continuación se presentan los principales datos de los estados financieros consolidados de la Compañía y su Subsidiaria al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 y por los periodos de tres meses, terminados al 31 de marzo de 2016 y de 2015.

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Efectivo y equivalentes de efectivo	89,180	86,309
Otros activos corrientes	547,617	477,820
Activo de largo plazo	3,798,935	3,850,212
Total activo	4,435,732	4,414,341
Obligaciones financieras de corto plazo	256,195	262,209
Otros pasivos de corto plazo	344,449	342,017
Obligaciones financieras de largo plazo	281,746	368,507
Pasivo por impuestos diferidos	648,219	656,436
Otros pasivos de largo plazo	109,231	110,101
Total pasivo	1,639,840	1,739,270
Patrimonio atribuido a la controladora	2,728,076	2,607,833
Total patrimonio	2,795,892	2,675,071

EDEGEL S.A.A.

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

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Ingresos operativos	536,961	413,967
Utilidad operativa	215,615	163,884
Utilidad neta atribuida a la controladora	148,084	106,897

C. Aprobación de los Estados Financieros Separados

Los estados financieros separados al 31 de marzo de 2016 fueron aprobados y autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 02 de mayo de 2016. 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no existen situaciones que deban ser divulgadas o provisionadas en los estados financieros, excepto por las indicadas en la nota 35 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 de Corto Plazo

En junio de 2011 mediante el Decreto Supremo N° 027-2011-EM se publicó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, el cual establecía que dicho mercado debía entrar en vigencia a partir del 01 de enero del 2014, sin embargo debido a que el MINEM está elaborando una propuesta de modificación de dicho reglamento, mediante el Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 se postergó hasta enero de 2016 el inicio de la vigencia de dicho mercado, suspendiéndose lo actuado en cuanto a la aprobación de los procedimientos técnicos del COES necesarios para efectivizar su operación.

No obstante lo indicado, algunos de los aspectos establecidos por el referido Reglamento aún vigentes son:

- Los agentes para participar en el mercado de corto plazo deben integrar el COES. Los Usuarios Libres deberán contar con equipos para una desconexión automática e independiente de forma remota. Los distribuidores deberán constituir garantías y fideicomisos y tener identificados a los Usuarios Libres para los que compran en dicho mercado, así como estar al día en los pagos derivados de las operaciones. Los Grandes Usuarios conformados por la agrupación de Usuarios Libres deberán nombrar a un representante y constituir un acuerdo de responsabilidad solidaria ante incumplimientos.
- Los participantes del mercado de corto plazo que están autorizados a comprar son: i) los generadores para atender a sus contratos de suministro (con excepción de los generadores distribuidos y los que utilicen recursos renovables), ii) los distribuidores para atender a sus usuarios libres y iii) los Grandes Usuarios para atender sus propios requerimientos.

A su vez los participantes del mercado de corto plazo autorizados para vender son: i) los Generadores, hasta el límite de la capacidad que pueden generar con sus propias centrales y/o la contratada con terceros, ii) los Generadores con recursos energéticos renovables a los que aplique el Decreto Legislativo N° 1002, hasta el límite de la capacidad que puede generar con sus propias centrales y iii) los Co-generadores y Generadores- Distribuidores conectados al SEIN, hasta el límite de sus excedentes no contratados.

Los participantes que compren en el mercado de corto plazo no estarán exonerados del pago por transmisión, distribución y otros servicios y/o usos regulados. El COES podrá disponer el corte de suministro a los Grandes Usuarios y a los Usuarios Libres de los Distribuidores por incumplimiento de obligaciones y/o pagos y los titulares de los sistemas de conexión están obligados a realizar dichos cortes. Asimismo se establece que las rentas de congestión serán asignadas a los afectados por la congestión.

Las transferencias se efectuarán con base en costos marginales reales, obtenidos de la operación en tiempo real.

Los costos de operación por inflexibilidades y servicios complementarios no cubiertos por los costos marginales reales serán determinados por el COES y asumidos por los integrantes del mercado de corto plazo.

Las garantías constituidas por los distribuidores deberán ser de liquidez y ejecución inmediata y cubrir todas las obligaciones de los Participantes.

Asimismo, el COES deberá establecer las consideraciones para la constitución de los fideicomisos por parte de los participantes que compran, teniendo en cuenta que el fideicomiso de los Distribuidores debe garantizar el pago de sus Usuarios Libres.

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. Medidas Transitorias relacionadas con la Remuneración por Potencia

Mediante el Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 el Ministerio de Energía y Minas estableció disposiciones transitorias relacionadas a la remuneración de Potencia Firme de las unidades termoeléctricas.

Se estableció que una central termoeléctrica a gas natural cumple con garantizar transporte de gas natural si la capacidad contratada firme le permite operar a potencia efectiva durante las horas punta. Con esta modificación se permite que las unidades termoeléctricas que cuentan con capacidad de transporte firme de gas para operar a potencia efectiva durante las horas punta (aun cuando no cuenten con la capacidad de transporte que les permita operar las 24 horas del día a potencia efectiva), participen con dicha potencia y con su costo variable de gas natural en la conformación del ranking de costos variables empleado para determinar las unidades que remuneran potencia al participar en la cobertura de la máxima demanda y reserva del sistema.

Esta disposición es de carácter temporal, estará vigente mientras el concesionario de transporte de gas, Transportadora del Gas del Perú S.A. (TGP), no disponga las capacidades de transporte establecidas en la Adenda del contrato BOOT (Build, Operate, Own, Transfer) suscrita con el Estado Peruano.

K. 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.

L. 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.

M. 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.

EDEGEL S.A.A.

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

- 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 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.

N. 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.

O. 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.

EDEGEL S.A.A.

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

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.

P. 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 nuevos 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 y sus notas se presentan en miles de soles, que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía, excepto cuando se indique lo contrario.

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 de cobranza dudosa.

La estimación para cuentas de cobranza dudosa 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 cuentas 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 las cuentas 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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:

	Años
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 2015 la tasa utilizada para extrapolar la proyecciones fueron 3.22%.

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 2015 fue de 7.9%.

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.

	Años
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 35).

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 periodo. 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 periodo 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 periodos 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 marzo 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

Las siguientes normas e interpretaciones han sido publicadas con aplicación para períodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros.

- NIIF 9, “Instrumentos financieros”, reemplaza las guías de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. La NIIF 9 incluye guías revisadas para la clasificación y medición de instrumentos financieros, incluyendo un nuevo modelo de pérdidas crediticias esperadas para calcular el deterioro de los activos financieros, y los nuevos requerimientos generales de contabilidad de coberturas. También mantiene las guías relacionadas con el reconocimiento y la baja de cuentas de los instrumentos financieros de la NIC 39. La Compañía evaluará el impacto total de la NIIF 9 y planea adoptar la NIIF 9 a más tardar en el periodo contable que inicia a partir del 1 de enero de 2018. Se permite su adopción anticipada.
- La NIIF 15, “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos de clientes”, establece un marco completo para determinar si se reconocen ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y en qué monto. Reemplaza las actuales guías para el reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 “Ingresos de Actividades Ordinarias”, NIC 11 “Contratos de Construcción” y “CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes”. La modificación no es obligatoria para la Compañía hasta el periodo contable que inicia el 1 de enero de 2017. Se permite su adopción anticipada.
- La NIIF 16, “Arrendamientos”, emitida el 13 de enero de 2016. Esta norma requiere que las entidades contabilicen todos los arrendamientos en sus estados financieros. El principal impacto en las entidades con arrendamientos operativos es incremento en activo y deuda financiera, así como en sus métricas de reporte. La Norma es obligatoria para los periodos anuales que se informan, que inician el 1 de enero de 2019 o después. Se permite su adopción anticipada.
- Modificaciones a la NIC 12, “Impuesto a las Ganancias” – Reconocimiento de impuesto a la renta diferido activo por ganancias no realizadas. Esta modificación enfatiza considerar la existencia de restricciones legales a la utilización de ganancias fiscales futuras contra las cuales se aplicará las diferencias temporales, así como la existencia de evidencia suficiente del importe de recuperación del valor del activo diferido por importe mayor a su valor en libros. La modificación no es obligatoria para la compañía hasta el 1 de enero de 2017. Se permite su adopción anticipada.

La Gerencia de la Compañía se encuentra evaluando el impacto, en caso de existir alguno, de la adopción de estas modificaciones y Nuevas Normas Internacionales de Información Financieras (NIIF) emitidas que aún no son efectivas a la fecha de los 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la antigüedad de los deudores comerciales por cobrar que no estaban deteriorados es la siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Vigentes y no deterioradas	192,238	163,650
De 1 y 30 días	41,475	45,243
De 31 y 60 días	18,234	18,406
De 61 y 90 días	18,870	17,138
De 91 a más	121,736	73,159
	392,553	317,596

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

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	22,720	-
Adiciones	-	22,720
Saldo final	22,720	22,720

La Gerencia cree 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
Marzo 2016						
Pasivos financieros:						
Bonos	69,052	33,280	27,176	58,280	25,000	33,280
Préstamos bancarios	61,355	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero	107,707	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales	163,951	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	68,947	-	-	-	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	25,662	-	-	-	-	-
	496,674	33,280	27,176	58,280	25,000	33,280

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
Diciembre 2015						
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	-	-	-	-	-
	493,147	76,308	34,130	87,001	25,000	34,130

(*) 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.

EDEGEL S.A.A.

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

Al 31 de marzo de 2016, la Compañía presenta una liquidez de S/ 67,629,000 (S/ 79,052,000 al 31 de diciembre de 2015) en efectivo y otros medios equivalentes S/ 509,613,000 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

En miles de dólares estadounidenses	Marzo 2016	Diciembre 2015
Activos		
Efectivo y equivalente de efectivo	2,476	4,023
Cuentas por cobrar comerciales, neto	57,478	38,993
Otras cuentas por cobrar, neto	644	728
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1,974	1,799
	62,572	45,543
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	982	2,187
Pasivos financieros a largo plazo, incluye porción corriente	91,034	131,467
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	6,407	6,410
	98,423	140,064
Posición pasiva, neta	35,851	94,521

Dichos saldos al 31 de marzo de 2016 han sido expresados en Soles al tipo de cambio-cierre de S/ 3.328 (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 marzo de 2016 es de 78% (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 razonable del valor razonable.

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

B.1 El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo 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
Marzo 2016						
Activos financieros no medidos a valor razonable						
Cuentas por cobrar comerciales	392,553			392,553		
Cuentas por cobrar relacionadas	22,642			22,642		
Otras cuentas por cobrar (*)	25,940			25,940		
Total corriente	441,135			441,135		
cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6,569			6,569		
Total no corriente	6,569			6,569		
Pasivos financieros no medidos a valor razonable						
Cuentas por pagar comerciales		163,951		163,951		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		68,947		68,947		
Otras cuentas por pagar (*)		25,662		25,662		
Pasivos financieros		236,931		236,931		
Total corriente		495,491		495,491		
Pasivos Financieros		177,016		177,016		
Total no corriente		177,016		177,016		
Pasivos financieros medidos a valor razonable						
Instrumentos derivados (corto plazo)			1,183	1,183	1,183	1,183
Total corriente			1,183	1,183	1,183	1,183
Instrumentos derivados (largo plazo)			-	-	-	-
Total no corriente			-	-	-	-

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

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

B.2 El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2015 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
Diciembre 2015					
Activos financieros no medidos a valor razonable					
Cuentas por cobrar comerciales	317,596			317,596	
Cuentas por cobrar relacionadas	3,969			3,969	
Otras cuentas por cobrar (*)	25,692			25,692	
Total corriente	347,257			347,257	
cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6,140			6,140	
Total no corriente	6,140			6,140	
Pasivos financieros no medidos a valor razonable					
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	
Total corriente		493,099		493,099	
Pasivos Financieros		255,125		255,125	
Total no corriente		255,125		255,125	
Pasivos financieros medidos a valor razonable					
Instrumentos derivados (corto plazo)			48	48	48
Total corriente			48	48	48
Instrumentos derivados (largo plazo)			1,444	1,444	1,444
Total no corriente			1,444	1,444	1,444

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

EDEGEL S.A.A.

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

C. Estimación de Valores Razonables

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros corrientes al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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	Marzo 2016	Diciembre 2015
Efectivo	20	32
Cuentas corrientes (a)	42,009	25,220
Depósitos a plazo (b)	25,600	53,800
	67,629	79,052

- (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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantenía depósitos a plazos en la siguientes instituciones financieras:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Banco BBVA Continental	19,600	12,000
Banco de Crédito del Perú	6,000	36,300
Banco Scotiabank	-	5,500
	25,600	53,800

Al 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, los depósitos a plazo tienen vencimientos originales de 1 y 7 días respectivamente.

EDEGEL S.A.A.

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

7. Cuentas por Cobrar Comerciales

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo	Diciembre
	2016	2015
Entidades relacionadas, (nota 8)	47,669	36,966
Clientes libres	283,527	252,739
Clientes empresas distribuidoras (b)	45,237	38,538
Clientes COES	38,840	12,073
	415,273	340,316
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	(22,720)	(22,720)
	392,553	317,596

- (a) Las cuentas por cobrar están denominadas principalmente en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses. El saldo de las cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, corresponde a 63 y 54 clientes respectivamente.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las cuentas por cobrar de clientes libres incluye un contrato por venta de energía y potencia con un cliente, con quien se mantiene una controversia por resolución de contrato. La Compañía inició en el año 2015, un arbitraje a efectos que se declare la vigencia del contrato con dicho cliente, habiéndose obtenido un laudo favorable a las pretensiones de la Compañía. Se está a la espera de que dicho laudo quede firme.

- (b) El saldo de las cuentas por cobrar comerciales al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

8. Transacciones con Entidades Relacionadas**A. Controladora**

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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	Enero - Marzo	
	2016	2015
Directores	111	86
Gerentes	1,463	3,424
	1,574	3,510

EDEGEL S.A.A.

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

C. Otras transacciones con partes relacionadas

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Valor de transacción		Saldo pendiente al			
	31.03.2016	31.03.2015	31.03.2016	31.12.2015		
Corriente						
Ventas comerciales (nota 7)						
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Venta de Energía	74	18	18	16
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Venta de Energía	138,534	82,064	47,651	36,950
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Venta de Energía	242	102	-	-
			138,850	82,184	47,669	36,966
Ventas no comerciales						
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Servicio de administración	2,244	1,924	882	920
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Dividendos declarados	17,500	30,722	17,500	-
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Otros servicios	94	61	126	-
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Servicio de administración	2,445	670	3,291	725
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Servicio de administración	230	327	48	2,324
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Otros servicios	83	-	-	-
Enel Produzione SpA	Relacionada	Otros servicios	741	-	741	-
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Otros servicios	-	-	54	-
			23,337	33,704	22,642	3,969
Total Corriente					70,311	40,935
Enel Brasil	Asociada	Dividendos declarados	-	-	6,569	6,140
			-	-	6,569	6,140
Costos de generación (nota 7)						
Chinango S.A.C.	Subsidiaria	Compra de energía, potencia y peaje	452	431	-	-
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Compra de energía, potencia y peaje	-	43	44	20
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Compra de energía, potencia y peaje	2,952	2,467	1,648	771
			3,404	2,941	1,692	791
Otros gastos						
Generandes Perú S.A. (b)	Controladora	Dividendos declarados	-	-	15,672	-
Endesa Americas (b)	Relacionada	Dividendos declarados	-	-	8,500	-
Enel Iberoamerica	Relacionada	Otros servicios	51	54	517	485
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Servicios de administración	-	590	18	8,118
Edelnor S.A.A.	Relacionada	Otros servicios	69	100	-	-
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Otros servicios	12	-	149	137
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Relacionada	Prestamos recibidos	23,285	-	23,285	-
Endesa S.A.	Relacionada	Otros servicios	55	50	179	114
Endesa Chile	Relacionada	Otros servicios	28	-	10,016	11,495
Enel S.p.A	Relacionada	Servicios de administración	-	-	-	-
Enel S.p.A	Relacionada	Otros servicios	819	-	6,489	5,671
Enel Ingeniería e Innovazione	Relacionada	Otros servicios	-	-	4,048	4,048
Enersis S.A.	Relacionada	Otros servicios	10	-	74	63
			24,329	794	68,947	30,131

- a) Las cuentas por cobrar y por pagar 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.
- b) Al 31 de marzo de 2016 se realizaron la declaración de los dividendos, según el siguiente detalle:

En miles de soles	Dividendos	Dividendo por	Generandes S.A.	Endesa Américas S.A.
	Declarados	acción		
Marzo	24,172	0.011053	15,672	8,500

- c) 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.

EDEGEL S.A.A.

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

Al 31 de marzo de 2016, la Compañía mantiene un préstamo de US\$ 7,000,000 con la Empresa Eléctrica de Piura S.A.

9. Otras Cuentas por Cobrar

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Reembolso por daños materiales y lucro cesante (a)	20,067	19,339
Servicio de agua potable y alcantarillado de Lima	3,608	3,608
Reclamos a terceros	864	864
Préstamos al personal	1,655	2,492
Penalizaciones a proveedores	215	1,066
Mantenimiento presa yuracmayo	891	891
Diversas cuentas por cobrar	4,465	4,094
	31,765	32,354
Menos, estimación para cuentas de cobranza dudosa (b)	(4,170)	(4,170)
	27,595	28,184

- (a) Corresponde al saldo de 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. Durante el 2015, la Compañía cobró de la Compañía de Seguros miles de S/ 40,691.
- (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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

10. Inventarios

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Materiales para mantenimiento (a)	56,573	55,075
Petróleo	14,660	17,600
Materiales en tránsito	2,404	2,279
	73,637	74,954

- (a) Al 31 de marzo el 2016, se redujeron inventarios de S/ 8,484,000 a su valor neto realizable (S/ 8,458,000 al 31 de diciembre de 2015).

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	8,458	8,185
Altas	26	273
Saldo final	8,484	8,458

EDEGEL S.A.A.

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

11. Otros Activos no Financieros

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Seguros pagados por adelantado	16,895	22,254
Impuesto Predial y Arbitrios Municipales	2,589	-
Otros	848	2,425
	20,332	24,679

12. Otros Activos Financieros

Comprende inversiones en Asociada y Subsidiaria:

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

- (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 3.996592% del capital social al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Al primer trimestre de 2016 y de 2015, Enel Brasil S.A. no declaró dividendos.

- (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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 (nota 1).

Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2016 y de 2015, Chinango S.A.C. declaró dividendos a favor de la Compañía, según se detalla a continuación:

En miles de soles	Dividendos Declarados			
	2016	Dividendo por acción	2015	Dividendo por acción
Marzo	17,500	0.0740900	30,722	0.130069

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados
31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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	31.03.2016	31.12.2015
Costo									
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	-	-	-	-	8	-	2,914	2,922	131,982
Venta y/o retiros	-	-	-	-	-	(418)	-	(418)	(4,969)
Transferencias	-	6,012	6,068	-	-	1,674	(13,754)	-	-
Saldos finales	27,775	2,709,236	2,953,615	2,010	3,645	29,835	190,006	5,916,122	5,913,618
Depreciación acumulada									
Saldos iniciales	-	967,774	1,863,142	2,002	3,206	23,753	-	2,859,877	2,658,302
Adiciones (nota 30)	-	13,392	34,865	7	23	439	-	48,726	206,127
Venta y/o retiros	-	-	-	-	-	(417)	-	(417)	(4,552)
Saldos finales	-	981,166	1,898,007	2,009	3,229	23,775	-	2,908,186	2,859,877
Provisión por desmantelamiento de centrales									
Saldos iniciales	-	-	9,042	-	-	-	-	9,042	9,528
Depreciación (nota 30)	-	-	121	-	-	-	-	121	486
Saldos finales	-	-	8,921	-	-	-	-	8,921	9,042
Estimación para desvalorización de equipo									
Saldos iniciales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Saldos finales	-	-	1,066	-	-	-	-	1,066	1,066
Costo neto	27,775	1,728,070	1,063,463	1	416	6,060	190,006	3,015,791	3,061,717

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados
31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 (notas 4(D(ii))).
- (b) Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no se capitalizaron intereses.
- (c) Al 31 de marzo de 2016, el rubro propiedades, planta y equipo incluye repuestos por S/ 70,142,000 (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(h)) y entraron en operación en setiembre de 2009. Al 31 de marzo 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 de S/ 166,375,000 (S/ 170,372,000 al 31 de diciembre de 2015), de los cuales S/ 30,460,000, corresponden a edificios y otras construcciones (S/ 30,873,000 al 31 de diciembre de 2015) y S/ 135,915,000 a maquinaria y equipo (S/ 139,499,000 al 31 de diciembre de 2015).
- (e) La Compañía mantiene seguros sobre sus principales activos, de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia. En este sentido, al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía ha tomado seguros para sus propiedades, planta y equipo hasta por un valor de US\$ 1,580,950,000. 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	31.03.2016	31.12.2015
Costo					
Saldos iniciales (a)	52,729	18,931	224	71,884	69,071
Adiciones	-	95	-	95	2,813
Ventas y/o retiros	-	(313)	-	(313)	-
Saldos finales	52,729	18,713	224	71,666	71,884
Amortización acumulada					
Saldos iniciales	8,309	11,232	36	19,577	16,704
Adiciones (nota 30)	-	821	-	821	2,873
Saldos finales	8,309	12,053	36	20,398	19,577
Costo neto	44,420	6,660	188	51,268	52,307

- (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.

EDEGEL S.A.A.

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

15. Pasivos Financieros de Corto Plazo:

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Préstamos Bancarios (a)		
Principal	60,000	-
Intereses	172	-
	60,172	-
Parte corriente de pasivos financieros a largo plazo		
Principal	175,331	238,478
Intereses	2,611	5,179
	177,942	243,657
	238,114	243,657

16. Cuentas por Pagar Comerciales

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Entidades relacionadas (nota 8)	1,692	791
Suministro, transporte y distribución de gas	26,876	32,143
Contrato de mantenimiento con Siemens S.A (a)	32,017	41,260
Compra de energía, potencia y peaje	40,736	41,470
Proveedores de obras en curso	28,702	30,155
Otros	33,928	27,307
	163,951	173,126

- (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 36(D)), dichos montos serán pagados en función de las horas de operación de las plantas térmicas.

EDEGEL S.A.A.

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

17. Otras Cuentas por Pagar

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Impuesto General a las Ventas	11,760	14,400
Tributos	4,106	1,523
Remuneraciones	7,251	6,089
Participación de los trabajadores	7,115	15,758
Seguros	535	26,950
Aportes a entes reguladores	9,227	8,803
Fondo de Inclusión Social Energético	15,808	14,389
Dividendos	4,743	-
Diversas	4,576	4,894
	65,121	92,806

18. Ingresos Diferidos

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo corresponde a la parte no devengada de anticipos recibidos de clientes 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, 30 años.

19. Provisiones

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Desmantelamiento de centrales	15,969	15,809
Contingencias tributarias (nota 37)	10,128	10,049
Norma Técnica de Calidad	4,253	4,253
Otras provisiones	3,992	3,992
	34,342	34,103
Por plazo de vencimiento:		
Porción corriente	18,373	18,294
Porción no corriente	15,969	15,809
	34,342	34,103

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

20. Obligaciones financieras

(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	
							31.03.2016	31.12.2015	31.03.2016	31.12.2015	31.03.2016	31.12.2015
Acreedor												
Bonos corporativos												
- Tercer Programa	(b)	US\$ y S/	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	1,606	1,935	110,456	112,001	112,062	113,936
- Cuarto Programa	(b)	US\$	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	Ver (b)	67,446	71,285	66,560	68,260	134,006	139,545
							69,052	73,220	177,016	180,261	246,068	253,481
Préstamos bancarios												
- Scotiabank	(g)	S/.	5.31%	Mensual	Al vencimiento	Abr.2016	53,160	-	-	-	53,160	-
- Scotiabank	(g)	S/.	6.32%	Mensual	Al vencimiento	Abr.2016	7,012	-	-	-	7,012	-
- Bank of Nova Scotia	(d)	US\$	Libor + 0.73	Trimestral	Al vencimiento	Mar.2016	-	122,952	-	-	-	122,952
							60,172	122,952	-	-	60,172	122,952
Arrendamiento Financiero												
- Scotiabank Perú	(f)	US\$	Libor+1.75	Trimestral	Trimestral	Mar. 2017	107,707	47,437	-	74,864	107,707	122,301
							107,707	47,437	-	74,864	107,707	122,301
Instrumentos												
Derivados	(nota 21)	-	(nota 21)	Trimestral	-	(nota 21)	1,183	48	-	1,444	1,183	1,492
							238,114	243,657	177,016	256,569	415,130	500,226

(*) 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.

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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	
							31.03.2016	31.12.2015	31.03.2016	31.12.2015	31.03.2016	31.12.2015
Tercer programa												
de bonos												
- 1ra Emisión, Serie A	S/	25,000,000	Jun. 2007	6.313	Semestral	Jun. 2022	434	39	25,000	25,000	25,434	25,039
- 3ra Emisión, Serie A	S/	25,000,000	Jul. 2007	6.281	Semestral	Jul. 2019	380	-	25,000	25,000	25,380	25,000
- 8va Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2008	6.344	Semestral	Ene. 2028	381	932	33,280	34,130	33,661	35,062
- 11ma Emisión, Serie A	US\$	8,166,000	Ene. 2009	7.781	Semestral	Ene. 2019	411	964	27,176	27,871	27,587	28,835
							1,606	1,935	110,456	112,001	112,062	113,936
Cuarto programa												
de bonos												
- 1ra Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Jul. 2009	6.625	Semestral	Jul. 2016	33,745	35,166	-	-	33,745	35,166
- 2da Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2009	6.000	Semestral	Set. 2016	33,330	34,694	-	-	33,330	34,694
- 4ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2010	6.469	Semestral	Ene. 2018	371	932	33,280	34,130	33,651	35,062
- 5ta Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Set. 2010	5.781	Semestral	Set. 2020	-	493	33,280	34,130	33,280	34,623
							67,446	71,285	66,560	68,260	134,006	139,545
							69,052	73,220	177,016	180,261	246,068	253,481

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

EDEGEL S.A.A.

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

- (c) Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 con su Subsidiaria (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 por 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 30 de setiembre de 2010 la Compañía suscribió con el BBVA Banco Continental un contrato de financiamiento por US\$ 61,000,000 por un plazo de 7 años. Los fondos fueron utilizados para cancelar tres (3) pagarés con el Banco Continental por un total de S/ 74,000,000 y para amortizar la cuota del C.O.F. con vencimiento en el año 2012.
- (f) El 30 de junio de 2015, la compañía pre canceló el préstamo de mediano plazo de US\$61,000,000 que mantenía con BBVA Banco Continental. El préstamo que vencía en setiembre de 2017, fue cancelado con US\$ 32,500,000 provenientes de recursos propios y US\$ 21,000,000 provenientes de un nuevo préstamo con BBVA Banco Continental, mejorando las condiciones originales. Dicho préstamo fue cancelado el 31 de agosto de 2015, con recurso propios.
- (g) En el mes de marzo de 2016, la empresa suscribió dos préstamos bancarios de corto plazo con Scotiabank de S/ 53,000,000 y S/ 7,000,000, dichas operaciones tienen vencimiento en abril de 2016 y tasas de 5.31% y 6.32% respectivamente. Estos créditos provienen de líneas comprometidas que mantiene la empresa en el sistema financiero.
- (h) 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 la 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	Marzo 2016	Diciembre 2015
Hasta 1 año	109,883	49,900
Mayores a 1 año	-	75,298
Total a pagar incluyendo cargo financiero	109,883	125,198
Menos - cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(2,176)	(2,897)
Valor presente	107,707	122,301

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

- (i) 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

EDEGEL S.A.A.

Notas a los Estados Financieros Separados

31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

21. Instrumentos Derivados de Cobertura

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

Contraparte	Valor Nominal US\$(000)	Vcto.	Deuda Deuda Protegida	Partida Partida Protegida	Tasa y Valor Fijado	En miles de Soles			
						Pasivo registrado		Pérdida realizada (nota 32)	
						Marzo	Diciembre	Enero - Marzo	
						2016	2015	2016	2015
- Swap Tasa de Interés:									
- Scotiabank Perú	12,733	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.73%	646	822	237	337
- Scotiabank Perú	13,578	Mar. 2017	Arrendamiento Financiero Scotiabank	Libor 3M	2.28%	537	670	201	295
						1,183	1,492	438	632

EDEGEL S.A.A.

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

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Por vencimiento		
Corriente	1,183	48
No corriente	-	1,444
	1,183	1,492

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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 marzo de 2016 y 31 diciembre de 2015:

En miles de soles	Valor razonable	Valor nominal		Total
		Antes de 1 año	1-2 Años	
Marzo 2016				
Cobertura de flujos de caja	(1,183)	(79,083)	-	(79,083)
	(1,183)	(79,083)	-	(79,083)

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

EDEGEL S.A.A.

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

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

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Año 2017	-	76,309
Año 2018	33,280	34,130
Año 2019 o más	143,736	146,130
	177,016	256,569

- C. Deuda de cobertura:

De la deuda de la Compañía en dólares, al 31 de marzo de 2016, S/ 302,961,000 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(S)). Al 31 de diciembre de 2015 dicho monto ascendía a S/ 448,694,000.

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 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, neto de su efecto impositivo, ha sido el siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 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	320	(36,266)
Imputación de diferencias en cambio a resultados	(483)	(2,696)
	(33,866)	(33,703)

22. Provisión por Beneficios a los Empleados

El movimiento de la provisión fue el siguiente:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Saldo inicial	3,653	3,910
Incremento de la provisión registrada contra resultados	123	198
Pagos	(342)	(455)
	3,434	3,653

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.

EDEGEL S.A.A.

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

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	Saldo al 31.03.2016
Activo diferido:				
Provisión para desvalorización de propiedades, planta y equipo	(277)	-	-	(277)
Provisión para desvalorización de inventarios	(2,360)	(7)	-	(2,367)
Provisión norma técnica de calidad	(378)	-	-	(378)
Otras provisiones	(10,695)	233	85	(10,377)
	(13,710)	226	85	(13,399)
Pasivo diferido:				
Diferencia en base del costo de activos fijos	338,458	(1,044)	-	337,414
Diferencia en tasa de depreciación de activos fijos	174,628	(4,916)	-	169,712
Mayor costo activado por indemnización	23,746	-	-	23,746
Gastos indirectos y costos financieros durante la construcción capitalizados, neto	10,578	(415)	-	10,163
Diferencias en tasas de depreciación de activos en arrendamiento financiero	4,621	(431)	-	4,190
Otras provisiones	2,054	(2,054)	-	-
	554,085	(8,860)	-	545,225
Total Pasivo	540,375	(8,634)	85	531,826
Cobertura de Flujo de Efectivo	-	64	(64)	-
	540,375	(8,570)	21	531,826

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 marzo de 2016 y 31 diciembre de 2015:

En miles de soles	Marzo 2016	Diciembre 2015
Pasivos financieros	415,130	500,226
Cuentas por pagar comerciales	163,951	173,126
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	68,947	30,131
Otras cuentas por pagar	70,290	93,477
Menos: efectivo y equivalente de efectivo	(67,629)	(79,052)
Deuda neta	650,689	717,908
Total Patrimonio	2,656,816	2,537,900
Ratio apalancamiento (veces)	0.24	0.28

EDEGEL S.A.A.

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

25. Patrimonio**A. Capital Emitido**

Al 31 de marzo 2016 y 31 de diciembre 2015, el capital emitido de la Compañía está representado por 2'616,072,176 acciones comunes respectivamente, íntegramente suscritas y pagadas cuyo valor nominal es de S/ 0.88 por acción en ambos periodos.

En Junta General de Accionistas del 01 de octubre de 2015 se aprobó aumentar el capital mediante la capitalización de las reservas de libre disposición por la suma de S/ 283,715,152.16. En consecuencia, el capital emitido de la Compañía aumentó de S/ 2,018,428,362.72 a la suma de S/ 2,302,143,514.88.

Como consecuencia del aumento de capital se aprobó en dicha Junta la emisión de 322 403 582 nuevas acciones comunes con derecho a voto con un valor nominal de S/ 0.88 cada una. Con fecha 04 de diciembre de 2015, se realizó la entrega de las nuevas acciones a sus accionistas.

El movimiento en el número de acciones en circulación del año 2015 fue como sigue:

	Número de Acciones
Al 1 de enero 2015	2,293,668,594
Capitalización de reservas	322,403,582
Al 31 de diciembre de 2015	2,616,072,176

Con fecha 1 de marzo de 2016, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile"), accionista del 29.40% transfirió a favor de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") el total de acciones que poseía en la Compañía por 769,057,329 de acciones representativas del capital social, convirtiéndose dicha empresa en el nuevo accionista con el 29.40% de participación.

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

	Marzo de 2016		Diciembre de 2015	
	Número de Acciones	%	Número de Acciones	%
Inversionistas:				
Generandes Perú S.A.	1,417,900,976	54.20	1,417,900,976	54.20
Endesa Chile S.A.	-	-	769,057,329	29.40
Endesa Américas S.A.	769,057,329	29.40	-	-
AFP Integra S.A. - Fondo 2	71,276,476	2.72	71,394,926	2.73
AFP Prima S.A. - Fondo 2	93,027,429	3.56	93,027,429	3.56
Otros accionistas	264,809,966	10.12	264,691,516	10.11
	2,616,072,176	100.00	2,616,072,176	100.00

El valor de cotización de la acción al 31 de marzo de 2016 fue S/ 2.69 y la frecuencia de negociación fue de 83 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

EDEGEL S.A.A.

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

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/ 44,331,000 y de S/ 52,833,000 respectivamente, para incrementar la reserva legal.

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:

- 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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%. La tasa al 31 de marzo de 2016 será incrementada en los siguientes años de manera gradual (nota 35).

EDEGEL S.A.A.

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

26. Ingresos por Venta

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Energía:		
Terceros	235,864	192,921
Relacionadas	83,355	56,032
	319,219	248,953
Potencia y peaje:		
Terceros	106,539	88,882
Relacionadas	55,495	26,152
	162,034	115,034
Otros ingresos de operación	671	1,037
	671	1,037
Total	481,924	365,024
Compensaciones		
Terceros	4,077	2,285
Relacionadas	178	104
	4,255	2,389
Total ingresos	486,179	367,413

27. Costo de Generación

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Suministro, transporte y distribución de gas natural	84,547	81,115
Depreciación y amortización (nota 30)	48,740	52,765
Compra de energía, potencia y peaje (a)	51,213	35,908
Servicios prestados por terceros (b)	9,168	8,186
Canon de agua e impuestos del sector eléctrico	5,819	5,006
Gastos de personal (nota 29)	14,456	14,611
Consumo de suministros diversos	3,947	3,042
Cargas diversas de gestión y otros	7,619	6,772
Compensación por generación adicional y otros	24,115	12,134
Compensación por energía renovables	21,044	8,660
Consumo de petróleo	25,816	26
Tributos y otros	877	830
	297,361	229,055

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

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

EDEGEL S.A.A.

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

28. Gastos de Administración

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Gastos de personal (nota 29)	11,119	8,790
Servicios prestados por terceros(a)	2,330	2,449
Tributos	386	394
Cargas diversas de gestión	219	385
Depreciación y amortización (nota 30)	928	582
	14,982	12,600

(a) Incluye servicios prestados por entidades relacionadas por S/ 967,000 (S/ 694,000 durante el periodo 2015).

29. Gastos de Personal

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Remuneraciones	9,877	10,216
Participación de los trabajadores	10,619	9,156
Contribuciones sociales	1,982	942
Vacaciones	1,309	1,181
Otros	1,788	1,906
	25,575	23,401

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

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Costo de generación (nota 27)	14,456	14,611
Gastos de administración (nota 28)	11,119	8,790
	25,575	23,401

EDEGEL S.A.A.

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

30. Depreciación y Amortización

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Depreciación de propiedad, planta y equipo:		
Costo de generación (nota 27)	48,320	52,345
Gastos de administración (nota 28)	527	444
	48,847	52,789
Amortización de intangibles:		
Costo de generación (nota 27)	420	420
Gastos de administración (nota 28)	401	138
	821	558
	49,668	53,347

31. Otros Ingresos Operativos

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Servicios prestados a Subsidiaria (a)	2,244	1,924
Servicios de administración a relacionadas	419	998
Indemnización de salidas no programados	-	1,314
Reverso de gastos de años anteriores	3,764	-
Transferencia de capacidad de transporte gas natural	1,830	58
Reembolso por daño material y lucro cesante (nota 9)	1,130	-
Compensación por uso de instalaciones hidráulicas	822	-
Otros ingresos	861	276
	11,070	4,570

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

32. Ingresos y Gastos Financieros

Ingresos financieros comprende:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Dividendos declarados por la Subsidiaria (nota 12 (b) y 8 (b))	17,500	30,722
Intereses sobre depósitos bancarios	580	839
Otros	31	2,886
	18,111	34,447

EDEGEL S.A.A.

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

Gastos financieros comprende:

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Intereses sobre bonos	4,037	3,737
Intereses sobre préstamos bancarios	551	1,783
Intereses sobre leasing	721	753
Pérdida por instrumentos financieros derivados (nota 21)	438	632
Actualización de contingencia (nota 35)	79	76
Otros	445	455
	6,271	7,436

33. Impuesto a las Ganancias

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

En miles de soles	Enero - Marzo	
	2016	2015
Corriente	57,038	56,693
Diferido	(8,570)	(8,129)
	48,468	48,564

34. Utilidad por Acción

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

	Enero - Marzo	
	2016	2015
Utilidad	147,747	108,775
N° de acciones (en miles)	2,616,072	2,293,669
Utilidad por acción básica y diluida	0.056	0.047

35. Aspectos Tributarios

A. La obligación tributaria por el Impuesto a las Ganancias de los años 2011 a 2015 de la Compañía y por el Impuesto General a las Ventas, y por los periodos comprendidos entre los meses de diciembre de 2011 a marzo de 2016, se encuentran pendientes de 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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

EDEGEL S.A.A.

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

correspondientes resoluciones de determinación y de multa por los ejercicios revisados, de las cuales, algunas se encuentran impugnadas por la Compañía (nota 36).

La Compañía está sujeta al régimen tributario peruano. Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 a la Ley No.30296, para los siguientes ejercicios, la tasa del impuesto a las ganancias aplicable sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores antes mencionada, será la siguiente:

- Por los ejercicios 2017 y 2018: 27 por ciento.
- A partir del ejercicio 2019 en adelante: 26 por ciento.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 a la Ley No.30296, para los siguientes ejercicios las tasas aplicables serán las siguientes:

- Por los ejercicios 2017 y 2018: 8 por ciento.
- A partir del ejercicio 2019 en adelante: 9.3 por ciento.

- 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 marzo de 2016 y 31 de diciembre 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 ha sido 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.

EDEGEL S.A.A.

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

- E. Por los ejercicios 2016 y 2015, la tasa del Impuesto a las Transacciones Financieras ha sido 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.

36. Compromisos

La Compañía tiene los siguientes contratos de suministro de electricidad al 31 de marzo de 2016.

Contratos con Clientes Regulados:

<u>N°</u>	<u>Cliente</u>	<u>Inicio</u>	<u>Término</u>	<u>Potencia contratada</u>
1	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 30.8 MW
2	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 28.2 MW
3	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 28.2 MW
4	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.9 MW
5	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 28.7 MW
6	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 166.7 MW
7	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 24.8 MW
8	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 23.9 MW
9	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 23.9 MW
10	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.7 MW
11	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 23.1 MW
12	Luz del Sur S.A.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 134.1 MW
13	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 3.2 MW
14	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 3.2 MW
15	Electrosur S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 19.8 MW
16	Edecañete S.A.A (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 0.74 MW
17	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 2.5 MW
18	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.4 MW
19	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 4.4 MW
20	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
21	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.5 MW
22	Electrosureste S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 26.0 MW
23	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
24	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.0 MW
25	Electropuno S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 17.4 MW
26	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 4.5 MW
27	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.3 MW
28	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 5.3 MW
29	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.2 MW
30	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 4.9 MW
31	Seal S.A. (LP)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 28.6 MW
32	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 2.7 MW
33	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 2.9 MW
34	Hidrandina S.A. (cesión de Electropuno S.A.)	01/01/2014	31/12/2023	Hasta 2.9 MW
35	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2021	Hasta 1.7 MW
36	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 0.1 MW
37	Hidrandina S.A. (cesión de Electrosur S.A.)	01/01/2014	31/12/2025	Hasta 3.4 MW
38	Edelnor S.A.A. (LP)	01/01/2016	31/12/2027	67.8 MW
39	Edelnor S.A.A.	01/01/2016	31/12/2020	50 MW

EDEGEL S.A.A.

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

Contratos con clientes libres

<u>Cliente</u>	<u>Inicio</u>	<u>Término</u>	<u>Potencia contratada</u>
Empresa Siderúrgica del Perú S.A.	08/05/1997	31/12/2025	58 MW en HFP, 20 MW en HP
Votorantim Metais – Cajamarquilla S.A.	01/02/2001	28/02/2017	60 MW en HP, 125 MW en HFP.
Votorantim Metais – Cajamarquilla S.A.	01/09/2009	31/08/2019	10 MW en HP y 57 MW en HFP.
Tejidos San Jacinto S.A.	01/05/2011	30/04/2016	7.5 MW
Tejidos San Jacinto S.A.	01/05/2016	31/04/2026	6.6 MW
Compañía Textil Credisa Trutex S.A.A.	01/08/2010	31/12/2019	12.7 MW
Moly-Cop Adesur S.A.	01/04/2010	31/03/2020	Hasta 2.5 MW en HP y 7.5 MW en HFP en Lima Hasta 5.5 MW en HP y 6.5 MW en HFP en Arequipa
Minera Chinalco Perú S.A.	01/10/2011	30/09/2026	Hasta 160 MW
Compañía Minera Casapalca S.A.	01/03/2012	31/12/2022	Hasta 18 MW
Compañía Minera Casapalca S.A.	01/03/2012	31/12/2017	14 MW
Shougang Hierro Perú S.A.A.	01/05/2014	31/12/2020	Hasta 70 MW durante el periodo 2014-2017 100 MW en 2018-2019 110 MW el 2020.
Praxair Perú S.R.L.	07/09/2012	31/12/2019	2.8 MW
La Arena S.A.	01/01/2014	31/12/2028	Hasta 30.0 MW
Corporación Eléctrica del Ecuador -CELEC EP	21/01/2014	30/04/2016	85 MW (sólo se comercializa energía, la potencia contratada es referencial)
Hudbay Peru S.A.C	01/05/2014	31/12/2025	Hasta 90.0 MW
Banco Internacional del Perú S.A.A. (Interbank)	01/09/2014	31/08/2016	1.6 MW
Productos Tissue del Perú S.A.	01/01/2016	31/12/2020	Hasta 25.9 MW
Camposol S.A.	01/01/2016	31/12/2020	Hasta 5.4 MW
Corporación Lindley	01/01/2016	31/12/2020	Hasta 13.0 MW
Jinzhao Mining Perú S.A.	01/06/2016	15/01/2026	Hasta 30.0 MW
Minera Shouxin Perú S.A.	01/09/2016	30/04/2023	Hasta 30 MW
Vidriería de 28 Julio SAC	04/04/2016	31/07/2026	Hasta 3.65 MW
Cotexsur SAC	23/02/2017	31/01/2027	Hasta 1.00 MW
Club Regatas	01/02/2017	31/01/2022	Hasta 3.4 MW

A. 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 2015 esta cantidad es 1.0 MMmcd a solicitud de EDEGEL).

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 marzo de 2016 ascendió a S/ 32,691,000 (S/ 32,999,000 al 31 de marzo de 2015) y se encuentra registrado en el rubro Costo de Generación.

EDEGEL S.A.A.

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

B. 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:

Período	CMD (m3 td/día)
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:

Período	CMD (m3 td/día)
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 marzo de 2016 ascendió a S/ 38,516,000 (S/34,023,000 al 31 de marzo de 2015) y se encuentra registrado en el rubro Costo de Generación.

C. 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.

EDEGEL S.A.A.

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

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

Período	CMD (m3 td/día)
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 (CMD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

Período	CMD (m3 td/día)
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:

Período	CMD (m3 td/día)
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 marzo de 2016 ascendió a S/ 13,340,000 (S/ 14,093,000 al 31 de marzo de 2015) y se encuentra registrado en el rubro de Costo de Generación.

D. 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 vencerá en el primer semestre del 2016 mientras que para la TG4 vencerá en el primer trimestre del 2017.

Asimismo, el 15 de junio de 2005, la Compañía suscribió un contrato similar con las mismas empresas para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para la turbina Westinghouse ubicada en la Planta de Generación Termoeléctrica de Santa Rosa. El LTSA referido a la turbina Westinghouse de Santa Rosa (TG7) entró en operación el 1 de junio de 2005, y se mantendrá vigente hasta que: (a) la turbina Westinghouse de la Central Termoeléctrica Santa Rosa acumule 96,000 HES; o (b) se cumplan 18 años desde el 1 de junio de 2005; o, (c) se ejecuten dos inspecciones mayores y dos inspecciones de Rutas de Gases Calientes según han sido definidas en el propio contrato, lo que suceda primero. Debido al siniestro ocurrido en mayo de 2013 y que afectó esta turbina, el contrato se encuentra suspendido al 31 de marzo de 2016. Al momento se vienen realizando las gestiones para el cierre oficial del contrato. Se estima que la documentación quedará firmada en los próximos meses.

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.

EDEGEL S.A.A.

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

E. 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.

37. Contingencias

Al 31 de marzo 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 marzo 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.

EDEGEL S.A.A.

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

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.

Al 31 de marzo de 2016, nos encontramos a la espera de que se nos notifique la contestación de la demanda que efectuarán el Tribunal Fiscal y SUNAT, así también nos encontramos a la espera de que 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 marzo de 2016, a la que se encuentra expuesta la Compañía asciende a S/ 6,839,000.

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

EDEGEL S.A.A.

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

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 marzo 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 marzo de 2016, asciende a S/ 1,330,000.

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 marzo de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 12,129,000 (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.

EDEGEL S.A.A.

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

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 marzo de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 13,017,000 (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 marzo de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 4,549,000 (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.

EDEGEL S.A.A.

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

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 marzo de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución. La contingencia total impugnada actualizada asciende a S/ 20,123,000 (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 equivalente al 0.2 de la UIT vigente en 2009, 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 marzo de 2016, la apelación se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada, asciende a S/ 24,431,000 (incluido tributos, multas e intereses, calculados a esa fecha).

EDEGEL S.A.A.

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

H. Acotación por Impuesto a las Ganancias del ejercicio 2010

En diciembre de 2015, la SUNAT notificó a la Compañía: (i) las Resoluciones de Determinación N°012-003-0066157 - 012-003-0066168 por intereses moratorios correspondientes a pagos a cuenta de enero a diciembre de 2010, por la suma de S/ 3,000 y un exceso de pago de S/ 598,000 (ii) la Resolución de Determinación N° 012-003-0066156 por impuesto a las ganancias la misma que no contiene monto alguno a pagar, pero determina un menor saldo a favor ascendente a S/ 12,729,000 (iii) las Resoluciones de Multa N° 012-002-0027192 - 012-002-0027194 asociadas a los pagos a cuenta por S/ 14,000 más intereses moratorios y, (iv) la Resolución de Multa N° 012-002-0027195 asociada al punto (ii) por aumentar indebidamente el saldo a favor (infracción del artículo 178.1 del Código Tributario), la misma que ascendió a S/ 17,103,000 más intereses moratorios.

En enero de 2016, la Compañía interpuso recurso de reclamación contra la Resolución de Determinación N° 012-003-0066156 y Resolución de Multa N° 012-002-0027195 indicando que los reparos realizados por SUNAT en la Resolución de Determinación son improcedentes y, del mismo, que la multa vinculada con ella se encuentra calculada de forma incorrecta, pues este cálculo se ha realizado en función a los importes erróneamente determinados por SUNAT.

Cabe mencionar que se cumplió con realizar el pago de las Resoluciones de Determinación y Resoluciones de Multa no reclamadas, aplicando la gradualidad respectiva a dichos valores.

En marzo de 2016, la Compañía presentó escrito ampliatorio.

Al 31 de marzo de 2016, la reclamación presentada, se encuentra pendiente de resolución y, la contingencia total impugnada actualizada, asciende a S/ 17,599,000.

38. Eventos Subsecuentes

En opinión de la Gerencia con posterioridad al 31 de marzo de 2016, hasta la fecha de este informe, no ha ocurrido hechos de importancia que requieran ajustes o revelaciones a los estados financieros al 31 de marzo de 2016.