

SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A. - SEAL

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 Y 2017

1. IDENTIFICACIÓN, ACTIVIDAD ECONÓMICA Y APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

(a) Identificación

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. - SEAL (en adelante la Empresa o SEAL) fue constituida el 18 de marzo de 1905 en Arequipa, Perú.

El 5 de diciembre de 1992 entró en vigencia el Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas y en virtud a ella, el 15 de marzo de 1994 se crea Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. y el 24 de marzo de 1994 se crea Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.; a quienes la Empresa transfiere las actividades de generación y transmisión eléctrica, respectivamente. Desde dicho momento, la Empresa se dedica únicamente a la distribución de electricidad en el área de su concesión y genera electricidad en pequeños sistemas eléctricos aislados.

El domicilio legal de la Empresa, así como sus oficinas administrativas, se encuentran en Calle Consuelo N° 310, Cercado, Arequipa.

La Empresa es una subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE, una entidad de propiedad del Estado Peruano, que posee el 88.71% de las acciones representativas del capital social de la Empresa.

El FONAFE dicta las pautas operativas de la Empresa y esta reporta periódicamente sobre la marcha del negocio y aquellas operaciones financieras y de negocio que resultan relevantes para conocimiento del FONAFE.

(b) Actividad económica

La Empresa tiene por objeto la distribución y comercialización de energía eléctrica con carácter de servicio público o de libre contratación, dentro de las áreas de concesión otorgadas por el Estado Peruano, que comprende la región de Arequipa, por un plazo indefinido. La energía que distribuye la Empresa es adquirida, en su mayor parte a empresas generadoras del Sistema Interconectado Nacional (SINAC), con las que tiene suscrito contratos renovables de suministro de energía. La Empresa también genera energía térmica para brindar el servicio de distribución de energía a zonas alejadas de la Región Arequipa.

La actividad económica de la Empresa está regulada por la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 del 6 de noviembre de 1992, su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y disposiciones ampliatorias y modificatorias de la Ley General de Sociedades, la que establece un régimen de libertad de precios para los servicios que pueden efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos servicios que por su naturaleza lo requieran.

La Empresa, por tener sus acciones del capital social inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores, se encuentra bajo el ámbito de supervisión de la Superintendencia de Mercados y Valores - SMV.

Los principales requerimientos de cumplimiento obligatorio por la Empresa, se resume como sigue:

- (i) Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente;
- (ii) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas (MEM); según corresponda;
- (iii) Aplicar los precios regulados fijados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), de conformidad con las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- (iv) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- (v) Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
- (vi) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
- (vii) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por la autoridad competente que en conjunto no podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales; y
- (viii) Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

La Empresa también está obligada a:

- Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año, y que tengan carácter de servicio público de electricidad;
- Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de concesión y las normas aplicables; y,
- Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, en las condiciones establecidas en la Ley y en el Reglamento, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios regulados dentro o fuera de su zona de concesión.

El incumplimiento de la obligación del acápite (ii) es causal de caducidad de la concesión definitiva de la Empresa.

La Empresa está comprendida dentro del ámbito de aplicación de diversas normas que regulan su actividad. Su incumplimiento, puede acarrear la imposición de sanciones que la afectarían tanto económica como operativamente. La Gerencia de la Empresa a través de sus áreas comercial y de asesoría legal, monitorea y evalúa el cumplimiento de las normas regulatorias.

En opinión de la Gerencia, la Empresa realiza su actividad económica cumpliendo con las regulaciones de la Ley, su reglamento y normas complementarias.

(c) Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 han sido autorizados por la Gerencia el 28 de enero de 2019 y serán presentados para su aprobación por la Junta General de Accionistas que se efectuará dentro de los plazos establecidos por Ley. En opinión de la Gerencia los estados financieros adjuntos serán aprobados por la Junta General de Accionistas sin modificaciones.

Los correspondientes al 31 de diciembre de 2017 fueron aprobados en Junta de Accionistas realizada el 26 de marzo de 2018.

2. REGULATORIA OPERATIVA Y NORMAS LEGALES QUE AFECTAN A LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las principales normas que afectan las actividades de la Empresa son:

(a) Ley de Concesiones Eléctricas

En el Perú el sector eléctrico se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, promulgado el 19 de noviembre de 1992; su reglamento, Decreto Supremo N° 009-93-EM, promulgado el 19 de febrero de 1993; y sus modificatorias y ampliatorias.

De acuerdo con dicha Ley, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas aislados. La Empresa desarrolla sus operaciones dentro del segmento de distribución de energía eléctrica perteneciendo al SINAC. En el año 2006 la Ley de Concesiones Eléctricas fue modificada al promulgarse la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que introdujo cambios en la regulación del sector.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES - SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC regula los precios de transferencia de potencia y energía entre los generadores, y valoriza mensualmente dichas transferencias; así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por el OSINERGMIN al respecto.

Los principales cambios introducidos por la Ley, para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, están referidos a la participación en el mercado de corto plazo, además de las empresas de generación, a las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES-SINAC, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se regula el procedimiento para que las empresas distribuidoras convoquen a licitaciones para asegurar el abastecimiento de energía para el mercado regulado. Esta norma ha modificado también el marco legal relativo a la actividad de transmisión.

En opinión de la Gerencia, la Empresa realiza su actividad económica cumpliendo con las regulaciones de la Ley, su reglamento y normas complementarias.

Con fecha 22 de mayo de 2012, mediante Decreto Supremo N° 014-2012-EM, se modificó el artículo N° 139 del reglamento de esta Ley introduciendo, principalmente, los siguientes cambios:

- En cada fijación tarifaria, el costo medio anual (CMA) de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el CMA del Sistema Secundario de Transmisión, así como el CMA de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por el OSINERGMIN.
- La fijación de peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro años. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima liquidación Anual de Ingresos que se efectúe posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones.
- Se incorporan, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los ingresos esperados anuales para el año anterior y lo que se facturó en dicho período. La Liquidación Anual de Ingresos deberá considerar, además un monto que refleje el CMA de las instalaciones, previstas en el Plan de Inversiones vigente, que hayan entrado en operación comercial en el periodo a liquidar y los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.

Estas modificaciones se aplican a partir de la fijación de peajes para el periodo mayo 2013 a abril 2017 y para el periodo mayo 2017 a abril 2021.

Con fecha 24 de setiembre de 2015, mediante Decreto Legislativo N° 1221, se modificaron varios artículos de la Ley; introduciendo, principalmente, los siguientes cambios:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionaria de distribución una zona de responsabilidad técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de operación y mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50,000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- El reconocimiento de un cargo adicional para los proyectos de Innovación tecnológica previamente aprobados por el OSINERGMIN, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

El Ministerio de Energía y Minas con la finalidad de perfeccionar el marco normativo y dar cumplimiento a lo indicado en el Decreto Legislativo N° 1221, promulgó el Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

(b) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley N° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN (antes OSINERG), cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión; así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

Como parte de su función normativa, el 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, el 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.

(c) 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 procedimientos de medición, tolerancias y una aplicación por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación al OSINERGMIN, así como la aplicación, tanto a empresas eléctricas como a clientes, de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma.

Actualmente se encuentra en aplicación la Tercera Etapa de la NTCSE, cuyo plazo de aplicación según dicha norma es indefinido. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Gerencia de la Empresa estima que, en caso de surgir alguna contingencia relacionada al incumplimiento de los parámetros establecidos por la NTCSE, éstos no serían importantes en relación con los estados financieros tomados en su conjunto.

(d) Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

El 18 de noviembre de 1997, se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley N° 26876, que establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia. Mediante Resolución N° 012-99/INDECOPI/CLC, se establecen condiciones en defensa de la libre competencia y transparencia en el sector que no afectan a la Empresa.

- (e) Ley que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado

El 3 de enero de 2008, se publicó la Ley N° 29179, que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado. Esta Ley indica que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad, que no cuenten con contratos de suministro de energía eléctrica que las respalden (mediante los mecanismos de licitación de suministro de electricidad establecidos en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, y/o mediante los contratos bilaterales suscritos al amparo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas), serán asumidas por los generadores conforme al procedimiento que establezca el OSINERGMIN. La Ley N° 29179 estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2008.

Para tal fin, el monto faltante para cerrar las transferencias de energía en el COES, debido a los retiros de potencia y energía sin contrato valorizado a precios de barra del mercado regulado, se asignará a los generadores en proporción a la energía firme eficiente anual del generador, menos sus ventas de energía que tengan por sus contratos. El incumplimiento de pago por parte de las distribuidoras a los generadores constituirá causal de caducidad de la concesión en caso de reincidencia. En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Empresa ha cumplido con los requerimientos de esta Ley para sus ventas de energía y potencia sin contrato.

- (f) Ley General de Electrificación Rural. Ley N° 28749

La Ley General de Electrificación Rural, tiene por objeto establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.

Mediante ella, se establece que, en el proceso de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, el Estado asumirá un rol subsidiario, a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como promocionará la participación privada, incluso desde las etapas de planeamiento y diseño de los proyectos.

A través de dicha ley, se designa como organismo nacional competente al Ministerio de Energía y Minas, institución que tiene como función elaborar el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), a largo plazo, con un horizonte de diez años, el mismo debe consolidar los Planes de Desarrollo Regional y Local concertados, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, las iniciativas privadas y los programas o proyectos a desarrollarse por el Gobierno Nacional.

La ley fue modificada a través del Decreto Legislativo N° 1207, publicado el 23 setiembre de 2015.

En dicha modificación, se revisa la transferencia de obras y propiedad de conexiones domiciliarias, establecida en el artículo 18° de la ley. Adicionalmente, varía el criterio de preferencia que existía respecto de las empresas de distribución eléctrica, en cuanto a la transferencia de obras. En efecto, ahora, los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) que el Ministerio de Energía y Minas ejecute, serán transferidos a título gratuito a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - ADINELSA, y, solo por excepción, a favor de las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal.

Asimismo, la modificación establece la factibilidad jurídica de que, una vez le sean transferidos los SER a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - ADINELSA, esta pueda suscribir convenios de administración, operación y mantenimiento con las empresas concesionarias de propiedad estatal del FONAFE.

La norma determina que el periodo de vigencia del convenio será de doce años y se suscribirá, en un plazo no mayor de noventa días calendario, contados a partir de la aceptación del sistema de distribución por parte del concesionario, el cual deberá ampliar su zona de concesión conforme al marco legal aplicable.

Asimismo, se prescribe que, una vez concluido el plazo de doce años referido en el párrafo anterior, ADINELSA transferirá a título gratuito la propiedad de dichas obras a los concesionarios de distribución; plazo que, a solicitud de la empresa Distribuidora, puede ser menor, cumpliendo las condiciones establecidas en el reglamento.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Empresa, no mantiene ningún impacto por dicha norma.

(g) Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica - FOSE. Ley N° 27510

La norma creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), el cual está dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kilovatios hora por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5, residencial o aquella que posteriormente la sustituya.

De acuerdo a lo dispuesto en dicha ley, el FOSE se financiará mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados no comprendidos en el Artículo 1 de esta Ley. El cobro del aporte se incorporará a la facturación del usuario.

El OSINERGMIN es el organismo encargado de administrar el FOSE, para cuyo fin efectuará el cálculo de las transferencias entre las empresas aportantes y receptoras del fondo, aprobará los procedimientos de transferencia del FOSE, así como los sistemas de información, precisará sus alcances y establecerá las compensaciones y sanciones por incumplimiento del mencionado procedimiento.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 4° de la Ley, las empresas de electricidad presentarán al OSINERGMIN una liquidación mensual detallada de la compensación tarifaria y del recargo en la facturación antes indicada.

Inicialmente, la norma fue concebida para producir sus efectos durante un período de vigencia de 30 meses, computados a partir del 1 de noviembre del 2001. No obstante, en virtud de la modificación al artículo 5° de la ley, introducida por el artículo 2 de la Ley N° 28307, publicada el 29 de julio del 2004, la vigencia de la ley materia de comentario es indefinida.

- (h) Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad. Decreto Supremo N° 052-2007-EM

El Reglamento tiene por objeto establecer las normas aplicables para las Licitaciones de suministro de electricidad, mediante las que los Generadores y Distribuidores con participación accionaria del Estado, deben concretar sus operaciones de compra y venta de electricidad; a fin de asegurar, con la anticipación necesaria, el abastecimiento oportuno y eficiente de su demanda, así como para impulsar la competencia y la inversión en nuevas centrales de generación eléctrica.

La norma establece el procedimiento que debe seguirse en el desarrollo de las licitaciones de energía, desde la presentación y aprobación de bases, hasta la suscripción del contrato correspondiente.

Dicho dispositivo resulta de aplicación a las licitaciones en que SEAL participa, a fin de adquirir la energía eléctrica necesaria para prestar el servicio público de distribución eléctrica.

- (i) Decretos Supremos 2016

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, cuyas principales modificaciones son: incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad de dichas instalaciones serán de la distribuidora y sus costos de inversión, O&M serán considerados en el VAD; se pre-publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Los principales aspectos del Reglamento MME son: incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro, los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los participantes conforme a lo establecido en el procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

La Gerencia estima que producto de este cambio en la regulación, no se afectarán los resultados y operaciones de la Empresa.

(j) Decretos Supremos 2017

Mediante la Resolución N° 011-2017-OS/CD de fecha 25 de enero de 2017, se acordó la suspensión de la aplicación del CASE fijado en la Resolución N° 074-2016-OS/CD, que incluye el reajuste a través de la actualización trimestral. Las Empresas Eléctricas responsables de la recaudación del CASE deberán emitir un nuevo pliego tarifario, el cual no deberá incluir dicho cargo. Asimismo, queda suspendida la inclusión del CASE en los recibos y facturas que se emitan por el servicio de electricidad, a partir de la vigencia de la presente resolución.

Asimismo, se acordó la suspensión de la aplicación del Cargo Tarifario SISE y la TRS fijado en la Resolución N° 070-2016-OS/CD. Las Empresas Recaudadoras de los citados cargos no podrán incluir los referidos conceptos en los recibos, facturas o comprobantes de pago emitidos a partir de la vigencia de la presente resolución, por el servicio de transporte de gas natural por red de ductos, así como por las ventas primarias de combustibles líquidos, GLP y otros productos derivados de los líquidos de gas natural.

Mediante Resolución N° 206-2017-OS/CD de fecha 30 de setiembre de 2017, se aprueba la norma "Procedimiento para la devolución de los pagos efectuados por los conceptos de CASE, Cargo Tarifario SISE y TRS dispuesta por Ley N° 30543", que establece los criterios, etapas, obligaciones, plazos y mecanismos para la implementación de la devolución de dichos conceptos tarifarios a los usuarios finales en base a un programa de transferencias y de acuerdo a los ciclos de facturación.

Mediante Resolución N° 230-2017-OS/CD de fecha 17 de diciembre de 2017, se aprobó los saldos de la liquidación y montos a transferir determinados según el Artículo 11° del Procedimiento aprobado mediante Resolución N° 206-2017-OS/CD, correspondiente a cada una de las empresas de generación eléctrica, a fin de efectuar la devolución del CASE a cada Usuario Final Beneficiario, en el marco de la Ley 30543 y el Decreto Supremo 022-2017-EM.

Al 31 de diciembre de 2018 los saldos por este concepto ascienden a S/ 105 mil y se encuentran registrados en el rubro "Otras cuentas por pagar" (S/ 9,292 mil como "Otras cuentas por cobrar" y S/ 10,797 mil como "Otras cuentas por pagar", al 31 de diciembre de 2017). Ver Notas 12 y 20.

Mediante Resolución N° 212-2017-OS/CD de fecha 26 de octubre de 2017, se aprobó los últimos Precios a Nivel Generación (PNG) aplicables al período noviembre de 2017 - enero de 2018, su fórmula de reajuste, así como el programa trimestral de transferencias producto del mecanismo. En dicha resolución se identifica el sustento respectivo, contenido en los informes técnico y legal N° 538-2017-GRT y 040-2017-GRT.

Asimismo, mediante el Informe N° 046-2018-GRT emitido por el OSINERGMIN en enero 2018 se aprobó las transferencias determinadas de febrero a abril de 2018 correspondiente a los saldos ejecutados acumulados al mes de octubre de 2017, a que se refiere el Artículo 29° de la Ley N° 28832 y el Artículo 3.2° del Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el saldo por este concepto asciende a S/ 6,534 mil y S/ 28,065 mil respectivamente y se encuentra registrado en el rubro "Otras cuentas por cobrar". Ver Nota 11(a).

(k) Otros Decretos Supremos 2017

Mediante Decreto Supremo N° 098-2016-PCM se aprobó el aporte por regulación del OSINERGMIN (en adelante “Organismo Supervisor”), en dicha norma se estableció que el Aporte por Regulación de los concesionarios de generación, de transmisión y de distribución de energía eléctrica, así como de las entidades que desarrollan exclusivamente las actividades de generación mediante autorización, será calculada sobre el valor de su 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, aplicando los porcentajes 0.52%, 0.51% y 0.50% para los años 2017, 2018 y 2019, respectivamente. Se precisó, además que, en el caso de los concesionarios de distribución de energía eléctrica, las empresas receptoras por la aplicación de la Ley N° 27510 son las encargadas de efectuar el aporte correspondiente al monto transferido.

Los montos recaudados en aplicación de la Ley N° 29852, y de la Ley N° 29970, no forman parte de la base imponible para el cálculo del Aporte por Regulación. Las compensaciones por racionamiento o por interrupciones del servicio que los concesionarios deben descontar en sus respectivas facturaciones, según lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y normas afines, no podrán ser deducidas de la base del cálculo del Aporte por Regulación.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2017-EM de fecha 27 de febrero del 2017, se reglamentó la Ley N° 30543, Ley que elimina el cobro de afianzamiento de Seguridad Energética, por tanto, se ordenó la devolución de dicho importe a los usuarios del servicio energético; cargo tarifaria CASE, SISE y TRS.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 033-2017-EM, se estableció que la fecha de entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 026- 2016-EM, fue el 1 de enero de 2018, también, mediante la disposición complementaria modificatoria del mismo decreto, se modificó el Artículo 106 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas: “Operaciones con el Costo Marginal de Corto Plazo”.

Finalmente, mediante Decreto Supremo N° 379-2017-EF, se aprobaron las Medidas de austeridad disciplina y calidad en el gasto público y de ingresos de personal a aplicarse durante el Año Fiscal 2018 para las empresas y entidades del FONAFE, en este sentido, se ha establecido que se pueden celebrar nuevos contratos de trabajo con personas naturales, contando con presupuesto, en los siguientes casos:

- (i) Las plazas del Cuadro de Asignación de Personal presupuestadas y vacantes, así como contratos de suplencia.
- (ii) Las contrataciones requeridas para atender nuevas funciones o incrementos de actividad o del nivel de producción o de las necesidades del mercado.
- (iii) Las contrataciones que se efectúen para atender obras determinadas o servicios específicos de duración determinada.

Los Directorios de las empresas se encuentran facultados para aprobar las contrataciones contempladas en el acápite (i). Además, sobre lo previsto en los acápites (ii) y (iii), debe detallarse, las nuevas funciones o incrementos de actividad o del nivel de producción o de la necesidad del mercado o el servicio determinado u obra específica a prestarse. Los acápites (ii) y (iii) están sujetos a la presentación de solicitudes a la Dirección Ejecutiva del FONAFE, aprobadas por sus directorios y acompañadas por el sustento técnico y presupuestario correspondiente.

(l) **Decretos Supremos 2018**

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM de fecha 5 de setiembre de 2018, se modificó el artículo 18° del Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM y asimismo, se dispuso como única Disposición Complementaria Transitoria una autorización para que las empresas Distribuidoras y Generadoras puedan suscribir modificaciones al Contrato, en el plazo de vigencia, la potencia contratada y/o descuentos a los precios pactados en los contratos bajo ciertas condiciones establecidas en el Decreto Supremo. Finalmente, señala que la modificación de los contratos deberá llevarse a cabo desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 022-2018-EM hasta el 31 de diciembre de 2018 como fecha máxima, siendo que el OSINERGMIN deberá emitir una resolución previa autorizando la modificación de los contratos.

3. **ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

De acuerdo a la NIC 8 “Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores”, la corrección de errores materiales que se identifiquen es realizada de manera retroactiva, razón por la cual la Gerencia ha realizado diversos ajustes y reclasificaciones a los estados financieros auditados reportados anteriormente.

Los saldos de los estados financieros al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, junto con los ajustes realizados, se presentan a continuación (expresado en miles de soles):

Estado de situación financiera

	Saldos según informe auditado al 31.12.2017	Ajustes (a)	Reclasi- ficaciones (b)	Saldos reestruc- turados al 31.12.2017
ACTIVO				
Efectivo y equivalentes de efectivo	41,877	-	-	41,877
Inversiones financieras	16,904	-	-	16,904
Cuentas por cobrar comerciales, neto	67,374	(328)	409	67,455
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	409	-	(409)	-
Otras cuentas por cobrar, neto	45,638	-	-	45,638
Inventarios, neto	20,528	-	3,886	24,414
Gastos contratados por anticipado	1,843	-	-	1,843
Total activo corriente	194,573	(328)	3,886	198,131
Inversiones mobiliarias, neto	-	-	56	56
Propiedades de inversión	3,306	-	(56)	3,250
Propiedades, planta y equipo, neto	476,280	-	(3,886)	472,394
Activos intangibles, neto	2,826	-	-	2,826
Total activo	676,985	(328)	-	676,657
PASIVO Y PATRIMONIO NETO				
Obligaciones financieras	15,015	-	-	15,015
Cuentas por pagar comerciales	43,275	-	9,231	52,506
Cuentas por pagar a entidad relacionada	26,519	-	(6,118)	20,401
Otras cuentas por pagar	54,729	3,137	(11,620)	46,246
Provisiones	-	-	2,897	2,897
Beneficios a los empleados	-	-	5,610	5,610
Ingresos diferidos	932	-	-	932
Total pasivo corriente	140,470	3,137	-	143,607
Cuentas por pagar a entidad relacionada	44,587	-	-	44,587
Otras cuentas por pagar	67,637	-	(1,807)	65,830
Pasivo por impuesto a la renta diferido, neto	14,994	-	-	14,994
Beneficios a los empleados	-	-	1,807	1,807
Ingresos diferidos	6,248	(5,795)	7,351	7,804
Total pasivo	273,936	(2,658)	7,351	278,629
PATRIMONIO NETO				
Capital emitido	230,411	-	-	230,411
Capital adicional	8,063	-	(7,351)	712
Reserva legal	33,206	-	-	33,206
Resultados acumulados	131,369	2,330	-	133,699
Total patrimonio neto	403,049	2,330	(7,351)	398,028
Total pasivo y patrimonio neto	676,985	(328)	-	676,657

Estado de resultados integrales

	Saldos según informe auditado al 31.12.2017	Ajustes (a)	Saldos reestruc- turados al 31.12.2017
Ingresos de actividades ordinarias	490,139	-	490,139
Costo del servicio de actividades ordinarias	(362,378)	-	(362,378)
	-----	----	-----
Utilidad bruta	127,761	-	127,761
Gastos de administración	(25,687)	-	(25,687)
Gastos de ventas	(37,749)	(328)	(38,077)
Otros ingresos	10,345	-	10,345
	-----	----	-----
Utilidad operativa	74,670	-	74,342
Ingresos financieros	4,367	-	4,367
Gastos financieros	(3,893)	-	(3,893)
Diferencia en cambio, neta	71	-	71
	-----	----	-----
Utilidad antes de impuesto a la renta	75,215	(328)	74,887
Gasto por impuesto a la renta	(23,445)	-	(23,445)
	-----	----	-----
Utilidad neta	51,770	(328)	51,442
	=====	===	=====

(a) Los ajustes al periodo 2017 corresponden a:

- (i) Implementación de la NIIF 9; mayor importe de estimación para pérdidas crediticias esperadas por S/ 328 mil.
- (ii) Determinación del impuesto a la renta por rectificatoria del ejercicio 2016 por S/ 3,137 mil.
- (iii) Saneamiento del capital adicional de obras transferidas por el Fondo de Cooperación para el Desarrollo Social - FONCODES por S/ 5,795 mil, en aplicación de la NIC 20.

El efecto en el rubro “Resultados acumulados” del estado de cambios en el patrimonio al 1 de enero de 2017 fue por S/ 2,330 mil.

(b) Ciertas cifras de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 han sido reclasificadas para hacerlas comparativas con las del 31 de diciembre de 2018, dichas modificaciones no son importantes para la presentación de los estados financieros.

4. **POLÍTICAS CONTABLES QUE SIGUE LA COMPAÑÍA**

Las principales políticas contables adoptadas por la Empresa en la preparación y presentación de sus estados financieros se señalan a continuación. Han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), bajo principios y criterios aplicados consistentemente por los años presentados.

(a) Base de preparación

- (i) En la preparación de los estados financieros adjuntos, la Gerencia ha cumplido con las NIIF, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante IASB) vigentes al 31 de diciembre de 2018.
- (ii) La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad del Directorio de la Empresa, que manifiesta expresamente haber cumplido con la aplicación de las NIIF en su totalidad, sin restricciones ni reservas.
- (iii) Los estados financieros han sido preparados en términos de costos históricos, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Empresa.
- (iv) Los estados financieros adjuntos se presentan en soles, todos los valores han sido redondeados a miles, excepto cuando se indica lo contrario.

(b) Nuevas normas contables vigentes

Las normas que entraron en vigencia en el 2018 y aplican a la Empresa se resumen a continuación.

NIIF 15	Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes (publicada en mayo de 2014) y sus clarificaciones (publicada en abril de 2017) (vigente a partir de 2018)	Nueva norma de reconocimiento de ingresos (sustituye a la NIC 11, NIC 18, IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 y SIC 31)
NIIF 9	Instrumentos Financieros (última fase publicada en julio de 2014) (vigente a partir de 2018)	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración, reconocimiento y baja en cuentas de activos y pasivos financieros, la contabilidad de coberturas y deterioro de NIC 39
NIC 40	Transferencia de una Propiedad a o desde una Propiedad (vigente a partir de 2018)	Clarificación en relación a que el momento es el de cambio de uso
CINIIF 22	Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas (vigente a partir de 2018)	Clarificar la fecha de aplicación cuando se da un anticipo para un activo, gasto o ingreso

El detalle de la adopción de estas normas en los estados financieros se indica a continuación en el literal (c) siguiente.

(c) Cambios en las políticas contables

De las normas mencionadas en el acápite anterior y que han sido aplicadas por primera vez para los estados financieros al 31 de diciembre de 2018, las siguientes han sido las relevantes:

(i) NIIF 9 Instrumentos Financieros

La NIIF 9 ha reemplazado a la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición” para los períodos anuales que empiezan en o después del 1 de enero de 2018, incluyendo todos los aspectos de la contabilización de los instrumentos financieros: clasificación, medición y deterioro:

- Clasificación y medición -

Bajo la NIIF 9, los instrumentos de deuda se miden de manera posterior a su valor razonable con cambios en resultados, costo amortizado, o valor razonable con cambios en otros resultados integrales. La clasificación se basa en dos criterios: el modelo de negocio de la Empresa para manejar los activos; y si los flujos de caja contractuales representan únicamente pagos de principal e intereses sobre el monto principal pendiente.

La evaluación del modelo de negocio de la Empresa fue hecha a la fecha de adopción inicial, 1 de enero de 2018. La evaluación de si los flujos de caja contractuales sobre los instrumentos de deuda sólo comprenden principal e intereses fue hecha sobre la base de los hechos y circunstancias a la fecha de reconocimiento inicial de los activos.

Los requerimientos de clasificación y medición de los activos y pasivos financieros de la NIIF 9 no tuvieron impacto en la Empresa.

Al momento de adopción de la NIIF 9, la Empresa no efectuó reclasificaciones al 1 de enero de 2018.

- Deterioro -

La estimación por deterioro de activos financieros medidos al costo amortizado (tales como cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar) se ha calculado de acuerdo con la estimación para pérdidas crediticias esperadas de la NIIF 9, que difiere del modelo de pérdidas incurridas previamente requerido por la NIC 39. Esto ha resultado en un aumento en la estimación por deterioro al 1 de enero de 2018 de lo reportado anteriormente por S/ 328 mil. Ver Nota 3(a).

(ii) NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 ha reemplazado la NIC 18 “Ingresos de Actividades Ordinarias” y la NIC 11 “Contratos de Construcción”, así como varias interpretaciones emitidas previamente por el Comité de Interpretaciones de las NIIF.

La NIIF 15 establece un modelo de cinco pasos para registrar los ingresos que surgen de contratos con sus clientes y requiere que se reconozca el ingreso por un monto que refleje el pago que una entidad tiene derecho a recibir a cambio de transferir los bienes a un cliente.

La NIIF 15 requiere que las entidades ejerzan juicio, teniendo en cuenta todos los hechos y circunstancias relevantes cuando aplican cada paso del modelo a los contratos con sus clientes. La norma también especifica el registro de los costos incrementales para obtener un contrato y los costos directamente relacionados con completar un contrato. En adición, la norma requiere revelaciones adicionales.

La adopción de la NIIF 15 no cambió de manera fundamental la contabilización de los ingresos de actividades ordinarias.

(d) Transacciones en moneda extranjera

- Moneda funcional y moneda de presentación

Para expresar sus estados financieros, la Empresa ha determinado su moneda funcional, sobre la base del entorno económico principal donde opera, el cual influye fundamentalmente en la determinación de los precios de los servicios que presta y en los costos que se incurren para brindar estos servicios. Los estados financieros se presentan en soles, que es, a su vez, la moneda funcional y la moneda de registro de la Empresa. Todas las transacciones son medidas en la moneda funcional y por el contrario, moneda extranjera es toda aquella distinta de la funcional.

- Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las operaciones en moneda extranjera se registran en soles aplicando los tipos de cambio del día de la transacción. Los saldos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 están valuados al tipo de cambio de cierre del año. Las diferencias en cambio que se generan entre el tipo de cambio registrado al inicio de una operación y el tipo de cambio de liquidación de la operación o el tipo de cambio de cierre del año forma parte del rubro “Diferencia en cambio, neta” en el estado de resultados integrales.

(e) Clasificación y medición de instrumentos financieros

Los instrumentos financieros son contratos que dan lugar simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o un instrumento de capital en otra. En el caso de la Compañía, los instrumentos financieros corresponden a instrumentos primarios tales como efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

Activos financieros -

Los activos financieros en el reconocimiento inicial se medirán por su valor razonable más los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del activo, excepto para la cuentas por cobrar comerciales cuya medición será en base al precio de transacción (de acuerdo a NIIF 15) siempre que no exista un componente financiero significativo.

Una entidad clasificará los activos financieros según se midan posteriormente a costo amortizado, a valor razonable con cambios en otros resultados integrales y a valor razonable con cambios en resultados. La clasificación dependerá del modo en que una entidad gestiona sus activos financieros de acuerdo a su modelo de negocio y las características de los flujos de efectivo contractuales que espera recibir.

Para la medición posterior de los activos financieros de la Compañía le es aplicable los acápites (i) y (ii) siguientes:

(i) Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)

La Compañía mide los activos financieros a costo amortizado dado que cumple con las siguientes condiciones:

- ✓ El objetivo del modelo de negocio es mantener un activo financiero con el fin de cobrar flujos de efectivo contractuales y,
- ✓ según las condiciones del contrato, se reciben flujos de efectivo en fechas específicas que constituyen exclusivamente pagos del principal más intereses sobre dicho principal

La determinación del costo amortizado para estos activos financieros se hará utilizando el método de la tasa de interés efectiva y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados integrales cuando el activo es dado de baja en cuentas, se modifica o se deteriora.

Los activos financieros de la Compañía medidos a costo amortizado incluyen cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, las cuales son de corto plazo y su valor nominal es similar a su costo amortizado.

(ii) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Una entidad medirá un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados a menos que no pueda ser medido a costo amortizado o a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen el efectivo y equivalentes de efectivo.

El efectivo es un activo financiero porque representa un medio de pago y por ello es la base sobre la que se miden y reconocen todas las transacciones en los estados financieros. Los equivalentes de efectivo son inversiones (depósitos a plazos altamente líquidos a corto plazo). Los cambios en el valor razonable de estos activos financieros son registrados en el estado de resultados integrales.

Pasivos financieros -

Los pasivos financieros en el reconocimiento inicial se medirán por su valor razonable menos los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del pasivo.

Una entidad clasificará los pasivos financieros a costo amortizado o a valor razonable con cambios en resultados.

La determinación del costo amortizado de los pasivos financieros se hará utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados integrales.

Los pasivos financieros de la Compañía medidos a costo amortizado incluyen obligaciones financieras, cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a entidad relacionada y otras cuentas por pagar, las cuales son de corto plazo y su valor nominal es similar a su costo amortizado.

(f) Compensación de activos y pasivos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan cuando se tiene el derecho legal de compensarlos y la Gerencia tiene la intención de cancelarlos sobre una base neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

(g) Baja de activos y pasivos financieros

Activos financieros -

Un activo financiero es dado de baja cuando: (i) los derechos de recibir flujos de efectivo del activo han terminado; o (ii) la Empresa ha transferido sus derechos a recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido una obligación de pagar la totalidad de los flujos de efectivo recibidos inmediatamente a una tercera parte bajo un acuerdo de traspaso y (iii) la Empresa ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o, de no haber transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, si ha transferido su control.

Pasivos financieros -

Un pasivo financiero es dado de baja cuando la obligación de pago se termina, se cancela o expira.

Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro del mismo prestatario en condiciones significativamente diferentes, o las condiciones son modificadas en forma importante, dicho reemplazo o modificación se trata como una baja del pasivo original, se reconoce el nuevo pasivo y la diferencia entre ambos se refleja en los resultados del periodo.

(h) Deterioro de activos financieros

La Empresa reconoce una estimación para pérdidas crediticias esperadas para todos los instrumentos de deuda que no se mantienen a valor razonable con cambios en resultados. Las pérdidas crediticias esperadas se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales de conformidad con el contrato y todos los flujos de efectivo que la Empresa espera recibir, descontados a la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán los flujos de efectivo procedentes de la venta de garantías mantenidas u otras mejoras crediticias que sean parte integrante de los términos contractuales.

Las pérdidas crediticias esperadas se reconocen en dos etapas. Para exposiciones crediticias para las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, las pérdidas crediticias esperadas se reconocen para eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses (una pérdida crediticia esperada de 12 meses). Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, se requiere una provisión por pérdida crediticia esperada durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento (una pérdida crediticia esperada de por vida).

Para cuentas por cobrar comerciales, la Empresa aplica un enfoque simplificado al calcular las pérdidas crediticias esperadas (PCE) a cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo. Por lo tanto, la Empresa no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una provisión basada en la pérdida crediticia esperada de por vida en cada fecha de presentación. La Empresa ha establecido una matriz de provisiones que se basa en su experiencia histórica de pérdidas crediticias, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para las otras cuentas por cobrar, la Empresa aplica el método general. El modelo general definido en la NIIF 9 se basa en el análisis de la calidad crediticia del deudor. A diferencia de la NIC 39, exige provisionar las PCE antes de que exista evidencia objetiva de deterioro. El modelo general se estructura a través de 3 fases que se basan en el grado de riesgo crediticio y en la circunstancia que se haya producido un incremento significativo del mismo.

La Empresa considera que un activo financiero está en mora cuando los pagos contractuales tienen 60 días de vencimiento. Sin embargo, en ciertos casos, la Empresa también puede considerar que un activo financiero está en mora cuando la información interna o externa indica que es poco probable que la Empresa reciba los importes contractuales pendientes en su totalidad antes de considerar las mejoras de crédito ofrecidas por la Empresa. Un activo financiero se da de baja cuando no existe una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

(i) Inventarios y estimación por desvalorización

Los inventarios están conformados por materiales y suministros diversos en almacenes, los cuales se destinan al mantenimiento de las sub-estaciones de distribución e instalaciones eléctricas en general y se presentan al costo o valor neto de realización, el menor, netos de estimaciones por desvalorización.

Las reducciones del costo en libros de los inventarios a su valor neto de realización se realizan sobre la base de análisis específico y se registran como estimación por desvalorización de inventarios con cargo al estado de resultados del ejercicio en que ocurren dichas reducciones.

El costo se determina sobre la base de un promedio ponderado, excepto en el caso de los inventarios por recibir, los cuales se presentan al costo específico de adquisición. El valor neto de realización es el precio de venta en el curso normal del negocio, menos los costos para poner los inventarios en condición de venta y los gastos de comercialización y distribución.

La Gerencia evalúa periódicamente la desvalorización y obsolescencia de estos activos. La desvalorización y obsolescencia se registra con débito a resultados en base a estimados de las áreas técnicas de la Empresa.

Los suministros que la Empresa espera usar como parte de sus operaciones, son mantenidos en inventarios y enviados a resultados a medida que se utilizan. Aquellos suministros, tales como partes y repuestos importantes, que se espera utilizar durante más de un periodo y que están vinculados a un elemento de propiedad, planta y equipo, son registrados como unidades de reemplazo y se deprecian siguiendo el método de línea recta durante a su vida útil estimada.

(j) Propiedades de inversión

Las propiedades de inversión son presentadas al costo de adquisición o de ingreso al patrimonio, de conformidad con lo dispuesto a la NIC 40 “Propiedades de inversión”, siguiendo el modelo de costo histórico. Por consiguiente, son tratadas siguiendo lo previsto en la NIC 16 “Propiedades, planta y equipo”. Las propiedades de inversión son conformadas por terrenos.

Las propiedades de inversión se dan de baja, ya sea en el momento de su venta o cuando la propiedad de inversión se retira del uso en forma permanente y no se espera recuperar beneficio económico alguno de su venta. La diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo se reconoce en el estado de resultados en el período en el que el activo es dado de baja.

(k) Propiedades, planta y equipo y depreciación acumulada

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos su depreciación acumulada y si las hubiera, el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor. El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o su costo de fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo necesario para poner dicho activo en operación, el estimado inicial de la obligación de rehabilitación y, los costos de financiamiento para los proyectos de construcción a largo plazo, en la medida en que se cumplan los requisitos para su reconocimiento.

Cuando los componentes significativos de propiedades, planta y equipos requieren ser reemplazados, la Empresa, periódicamente da de baja el componente reemplazado y reconoce el componente nuevo con su correspondiente vida útil y depreciación. Del mismo modo, cuando se efectúa una inspección de gran envergadura, el costo de la misma se reconoce como un reemplazo en la medida en que se cumplan los requisitos para su reconocimiento. Todos los demás costos rutinarios de reparación y mantenimiento se reconocen como gasto en el estado de resultados integrales a medida que se incurren.

El valor presente del costo estimado para el desmantelamiento del activo después de su uso se incluye en el costo de ese activo, en la medida en que se cumplan los requisitos para el reconocimiento de la provisión respectiva.

Al vender o retirar las propiedades, planta y equipo la Empresa elimina el costo y la depreciación acumulada correspondiente. Cualquier pérdida o ganancia que resultase de su disposición se incluye en el estado de resultados integrales.

Los terrenos son medidos al costo y tienen vidas útiles ilimitadas por lo que no se deprecian. La depreciación de las propiedades, planta y equipo es calculada siguiendo el método de línea recta sobre la base de vidas útiles estimadas indicadas en la Nota 15(a), las cuales han sido validadas por la Gerencia Técnica de la Empresa basado en informes específicos que permite conocer el impacto del uso estimado de los activos eléctricos y regula la intensidad del uso de las instalaciones, de acuerdo a la demanda de energía por cada sector típico. Las vidas útiles, los valores residuales y el método de depreciación de los activos se revisan periódicamente para asegurar que el método y el período de la depreciación sean consistentes con el patrón previsto de beneficios económicos futuros.

Debido a las características particulares de los activos mantenidos por la Empresa (difícil de ser reutilizables y vendibles al final de su vida útil), la Gerencia, conjuntamente con su área técnica, han determinado que el valor residual de los mismos no es significativo; por lo que se considera que es cero.

Las obras en curso incluyen los desembolsos para la construcción de activos, los costos de financiamiento, y los otros gastos directos atribuibles a dichas obras, devengados durante la etapa de construcción. Las obras en curso se capitalizan cuando se completan y su depreciación se calcula desde el momento en que están en condiciones para su uso.

Los criterios para capitalizar los costos financieros y los otros gastos directos son:

- Para capitalizar los costos financieros, la Empresa identifica los pasivos relacionados con las obras y determina la proporción de los intereses que deben capitalizarse, en función a la inversión promedio que se mantiene cada mes como obras en curso.
- Para capitalizar los gastos directos de personal, la Empresa identifica cada una de las áreas dedicadas al 100% a la planificación, ejecución y gestión de obras y determina porcentajes de tiempo de áreas con dedicación parcial, esto aplicado a los costos de beneficios a los empleados de dichas áreas.

(l) Activos intangibles y amortización acumulada

Los activos intangibles se registran al costo inicial menos su amortización acumulada y posteriormente menos cualquier pérdida acumulada por desvalorización. Los activos intangibles se amortizan bajo el método de línea recta sobre la base de su vida útil indicada en la Nota 16(a). El período y el método de amortización se revisan al final de cada año.

(m) Deterioro de activos no financieros

El valor de las propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión y activos intangibles es revisado periódicamente para determinar si existe deterioro, cuando se producen circunstancias que indiquen que el valor en libros puede no ser recuperable. De haber indicios de deterioro, la Empresa estima el importe recuperable de los activos y reconoce una pérdida por desvalorización en el estado de resultados integrales.

El valor recuperable de un activo es el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor de uso es el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados que resultarán del uso continuo de un activo, así como de su disposición al final de su vida útil. Para la determinación del valor razonable menos los costos de venta, se toman en cuenta transacciones recientes del mercado, si las hubiere. Si no pueden identificarse este tipo de transacciones, se utiliza un modelo de valoración que resulte apropiado. Estos cálculos se verifican contra múltiplos de valorización y otros indicadores disponibles del valor razonable.

Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para la menor unidad generadora de efectivo que haya sido identificada. De existir una disminución de las pérdidas por desvalorización, determinada en años anteriores, se registra un ingreso en el estado de resultados integrales.

(n) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los que una porción significativa de los riesgos y beneficios relativos a la propiedad son retenidos por el arrendador se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos efectuados bajo un arrendamiento operativo (neto de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan al estado de resultados sobre la base del método de línea recta en el período del arrendamiento. Los principales tipos de arrendamientos operativos que presenta la Empresa

corresponden a alquiler de equipos de cómputo, equipos de impresión, servidores de centro de datos, vehículos, alquiler del local de la oficina de enlace de Lima y el alquiler temporal de locales diversos para centros de recaudación ubicados en la región de Arequipa.

(o) Beneficios a los empleados vigentes y jubilados

Empleados activos -

La Empresa tiene obligaciones de corto plazo por beneficios a sus empleados que incluyen sueldos, aportaciones sociales, gratificaciones de ley, bonificaciones por desempeño y participaciones en las utilidades. Estas obligaciones se registran mensualmente con cargo al estado de resultados, a medida que se devengan.

La Empresa 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 del valor presente neto. La Empresa registra el gasto según el criterio del devengado y cualquier ganancia o pérdida se registra directamente en el estado de resultados integrales.

Jubilados antes del 2005 -

La Empresa tiene contraídos compromisos de pensiones con sus ex-trabajadores, mediante un plan de pensiones de jubilación de acuerdo a la Ley N° 20530, que concluyó con las jubilaciones realizadas hasta el año 2005. Dicha ley establece para los ex-trabajadores de la Empresa un plan de pensión de cesantía que es un compromiso de prestaciones definida. La Empresa reconoce el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo mediante la realización, a la fecha del estado de situación financiera, de estudios actuariales aplicando el método de la unidad de crédito proyectado. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valorización se reconocen en los resultados del ejercicio por tratarse de personal ya jubilado en su totalidad.

La provisión por estos beneficios post-empleo incluye el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizando una tasa de descuento basada en obligaciones de alta calidad por plazos similares.

(p) Subvenciones del Gobierno

Las subvenciones del Gobierno se reconocen cuando existe seguridad razonable de que éstas se recibirán y de que se cumplirán todas las condiciones ligadas a ellas. Cuando la subvención se relaciona con dinero otorgado en efectivo, ésta se registra inicialmente como una cuenta por pagar, debido a que solo se ha recibido el dinero en efectivo y aún se encuentra por construir el activo. Una vez concluido se reclasifica al rubro "Ingresos diferidos" del estado de situación financiera y se reconoce en resultados sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil estimada del activo correspondiente. Cuando la Empresa recibe subvenciones no monetarias, el activo y la subvención se registran por sus importes brutos, a sus valores nominales, y se reconocen en los resultados sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil estimada y el patrón de consumo del activo subyacente, en concordancia con la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento D.S. N° 025-2007-EM, por la que la Empresa recibe del Ministerio de Energía y Minas (MEM) obras de electrificación, en calidad de transferencias.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, mantiene transferencias de bienes por S/ 31,271 mil y S/ 35,090 mil respectivamente, que se registran en la cuenta "Obras en curso" del rubro "Propiedades, planta y equipo".

(q) Provisiones

Se reconoce una provisión sólo cuando la Empresa tiene alguna obligación presente (legal o implícita) como consecuencia de un hecho pasado, es probable que se requerirá para su liquidación un flujo de salida de recursos y puede hacerse una estimación confiable del monto de la obligación. Las provisiones se revisan periódicamente y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha de estado de situación financiera. El gasto relacionado con una provisión se muestra en el estado de resultados integrales. Cuando son significativas, las provisiones son descontadas a su valor presente usando una tasa que refleje los riesgos específicos relacionados con el pasivo. Cuando se efectúa el descuento, el aumento en la provisión por el paso del tiempo es reconocido como un gasto financiero.

(r) Contingencias

Las contingencias son activos o pasivos que surgen a raíz de sucesos pasados, cuya existencia quedará confirmada solo si llegan a ocurrir sucesos futuros que no están enteramente bajo el control de la Empresa.

Los activos contingentes no se registran en los estados financieros, pero se revelan en notas cuando su grado de contingencia es probable.

Los pasivos contingentes no se registran en los estados financieros y se revelan en notas a los estados financieros sólo cuando existe una obligación posible.

(s) Clasificación de partidas en corrientes y no corrientes

La Empresa presenta los activos y pasivos en el estado de situación financiera, clasificados en corrientes y no corrientes. Un activo es clasificado como corriente cuando la entidad:

- Espera realizar el activo o tiene la intención de venderlo o consumirlo en su ciclo normal de operación;
- Mantiene el activo principalmente con fines de negociación;
- Espera realizar el activo dentro de los doce meses siguientes del período sobre el que se informa; o
- El activo es efectivo o equivalente al efectivo, a menos que se encuentre restringido y no pueda ser intercambiado ni utilizado para cancelar un pasivo, por un período mínimo de doce meses siguientes al período sobre el que se informa.

Todos los demás activos se clasifican como no corrientes.

Un pasivo se clasifica como corriente cuando la entidad:

- Espera liquidar el pasivo en su ciclo normal de operación;
- Mantiene el pasivo principalmente con fines de negociación;
- El pasivo debe liquidarse dentro de los doce meses siguientes del período sobre el que se informa; o
- No se tiene un derecho incondicional para aplazar la cancelación del pasivo durante al menos, los doce meses siguientes al período sobre el que se informa a la fecha de cierre.

Todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuesto a la renta diferido se clasifican como activos y pasivos no corrientes en todos los casos.

(t) Capital emitido

Las acciones comunes se clasifican en el patrimonio. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se muestran en el patrimonio neto como una deducción del monto recibido, neto de impuestos.

(u) Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

(i) Obligaciones de desempeño y momento del reconocimiento de ingresos

Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo -

Los ingresos por distribución de energía se facturan mensualmente en base a lecturas cíclicas, y son reconocidos íntegramente en el período en que se presta el servicio. El ingreso por energía entregada y no facturada, que se genera entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes, se incluye en la facturación del mes siguiente, pero se reconoce como ingreso en el mes que corresponde en base a estimados de la energía consumida por el usuario del servicio durante el referido período.

Ingresos reconocidos en un momento determinado -

Los ingresos por servicios de mantenimiento y reposición son establecidos mediante un precio de tarifa base por el OSINERGMIN, los cuales son cobrados a los clientes de forma anticipada y se reconocen para el caso de los servicios de mantenimiento cuando se realiza el servicio de acuerdo al Plan Anual de Mantenimiento y para el caso de la reposición de medidores cuando se realice su reemplazo al término de su vida útil.

Los ingresos por venta e instalación de medidores son reconocidos cuando el control de dichos bienes se ha transferido al cliente. Una vez que se ha producido la entrega física de los productos a la ubicación acordada, la Empresa ya no tiene posesión física, por lo general tendrá un derecho presente al pago (como un pago único en la entrega) y no retiene ninguno de los riesgos y beneficios significativos de los productos en cuestión.

(ii) Determinación del precio de la transacción

La mayor parte de los ingresos de la Empresa se deriva de los contratos a precio fijo y, por lo tanto, el importe de ingresos que se obtendrá de cada contrato se determina por referencia a esos precios fijos, los cuales se encuentran regulados por el OSINERGMIN.

(iii) Asignación de precios entre las obligaciones de desempeño

Para la mayoría de los contratos, hay un precio unitario fijo para cada servicio o producto vendido. Cuando un cliente solicita más de una línea de servicios o productos, la Empresa puede determinar la división del precio total del contrato entre cada línea de servicios o productos por referencia a los precios de venta independientes de cada servicio o producto (todas las líneas de servicios o productos son capaces de ser o son vendidas por separado).

- (v) Reconocimiento de ingresos por intereses, ingresos por diferencias en cambio y otros ingresos

Los ingresos por intereses se reconocen en base al rendimiento efectivo en proporción al tiempo transcurrido. Los intereses moratorios calculados sobre la facturación vencida pendiente de cobro son reconocidos como ingresos al momento en que el efectivo es cobrado y se incluyen en el rubro "Ingresos financieros".

Las diferencias en cambio correspondientes al ajuste de las partidas monetarias representadas en moneda extranjera que sean favorables para la Empresa son reconocidas como un ingreso financiero cuando fluctúa el tipo de cambio.

Los otros ingresos son reconocidos cuando se devengan.

- (w) Reconocimiento de costo del servicio, costos financieros y de financiamiento, gastos por diferencias en cambio y otros costos y gastos

El costo del servicio corresponde al costo de compra de energía así, como el costo de generación, transmisión y distribución y se reconoce cuando se devenga.

Los costos financieros y de financiamiento, no relacionados con los proyectos de construcción a largo plazo, se registran cuando se devengan e incluyen los cargos por intereses y otros costos incurridos relacionados con los préstamos obtenidos.

Las diferencias en cambio correspondientes al ajuste de las partidas monetarias representadas en moneda extranjera que sean desfavorables para la Empresa son reconocidas como un gasto financiero cuando fluctúa el tipo de cambio.

Los otros costos y gastos se reconocen a medida que devengan, independientemente del momento en que se pagan, y se registran en los períodos con los cuales se relacionan.

- (x) Impuestos -

Impuesto a la renta corriente -

El impuesto a la renta corriente es considerado como el importe por pagar a la autoridad tributaria. Es calculado sobre la base de la renta imponible determinada para fines tributarios.

Impuesto a la renta diferido -

El impuesto a la renta diferido se calcula bajo el método del pasivo del balance, que consiste en determinar las diferencias temporarias entre los activos y pasivos financieros y tributarios y aplicar a dichas diferencias la tasa del impuesto a la renta.

Los activos diferidos son reconocidos para todas las diferencias deducibles y pérdidas tributarias arrastrables, en la medida que sea probable que exista utilidad gravable contra la cual se pueda compensar las diferencias temporarias deducibles y se puedan usar las pérdidas tributarias arrastrables.

Los pasivos diferidos son reconocidos para todas las diferencias temporarias imponibles.

El valor en libros del activo diferido es revisado en cada fecha del estado de situación financiera y es reducido en la medida que no sea probable que exista suficiente utilidad imponible contra la cual se pueda compensar todo o parte del activo diferido a ser utilizado. Los activos diferidos no reconocidos son reevaluados en cada fecha del estado de situación financiera y son reconocidos en la medida que sea probable que la utilidad imponible futura permita recupera el activo diferido. El activo y pasivo diferido se reconocen sin tomar en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporarias se anulan.

Los activos y pasivos diferidos son medidos con las tasas legales que se esperan aplicar en el año en el que el activo es realizado o el pasivo es liquidado, sobre la base de las tasas que han sido promulgadas o sustancialmente promulgadas en la fecha del estado de situación financiera.

Los activos y pasivos diferidos son compensados, si existe un derecho legal de compensar los impuestos corrientes contra los pasivos corrientes y los impuestos diferidos se relacionan con la misma entidad y la misma autoridad tributaria.

Impuesto general a las ventas -

Los ingresos de actividades ordinarias, los gastos y los activos se reconocen excluyendo el monto de impuesto general a las ventas, salvo:

- Cuando el impuesto general a las ventas (IGV) incurrido en una adquisición de activos o servicios no resulta recuperable de la autoridad fiscal, en cuyo caso el IGV se reconoce como parte del costo de adquisición del activo o como parte de la partida del gasto, según corresponda;
- Las cuentas por cobrar y por pagar que están expresadas con el importe del IGV incluido.

El importe neto del IGV que se pueda recuperar de la autoridad fiscal o que se le deba pagar, se incluye como parte de las otras cuentas por cobrar o por pagar en el estado de situación financiera.

(y) Utilidad por acción

La utilidad por acción diluida se calcula dividiendo la utilidad del año atribuible a los accionistas de la Empresa entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación, durante el periodo y a la fecha del estado de situación financiera, más el promedio ponderado de acciones comunes que hubieran sido emitidas si todas las acciones comunes potenciales con efecto dilutivo hubieran sido convertidas en acciones comunes.

(z) Dividendos

La Empresa reparte dividendos de sus utilidades distribuibles a sus accionistas por acuerdo determinado en la Junta General de Accionistas del año siguiente, salvo disposiciones descritas en la misma. Los dividendos se entregan como máximo en 30 días calendario después de realizada la Junta General de Accionistas.

(aa) Eventos posteriores

Los eventos posteriores al cierre del período que proveen información adicional sobre la Empresa a la fecha del estado de situación financiera (eventos de ajuste) son incluidos en los estados financieros. Los eventos posteriores importantes que no son eventos de ajuste son expuestos en notas a los estados financieros.

(ab) Nuevos pronunciamientos contables

La Empresa decidió adoptar en el momento de su vigencia y no adoptar anticipadamente, las normas e interpretaciones contables que fueron emitidas por el IASB y que serán efectivas a partir del 1 de enero de 2019 o en fecha posterior (ver Nota 37).

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRÍTICOS

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia lleve a cabo estimaciones y juicios para la determinación de los saldos de los activos y pasivos, de ingresos y gastos, el monto de contingencias y la exposición de eventos significativos en notas a los estados financieros. El uso de estimaciones razonables es una parte esencial de la preparación de estados financieros y no menoscaba su fiabilidad.

Las estimaciones y juicios determinados por la Empresa son continuamente evaluados y están basados en la experiencia histórica y toda información que sea considerada relevante. Si estas estimaciones y juicios variaran en el futuro como resultado de cambios en las premisas que las sustentaron, los correspondientes saldos de los estados financieros serán corregidos en la fecha en la que el cambio en las estimaciones y juicios se produzca. Las estimaciones en relación a los estados financieros adjuntos están referidas a:

- Las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar (ver Nota 4(h))
- La desvalorización de existencias (ver Nota 4(i))
- La vida útil y valor recuperable de las propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión y activos intangibles (ver Nota 4(j)(k) y (l))
- La medición del valor razonable de activos financieros (ver Nota 4(e))
- Provisión por quinquenios (ver Nota 4(o))
- La provisión por beneficio de jubilación (ver Nota 4(o))
- La determinación del impuesto a la renta corriente y diferido (ver Nota 4(x))
- Provisión por contingencias y procesos legales (ver Nota 4(r))
- Reconocimiento de ingresos (ver Nota 4(u))

6. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y LA GESTIÓN DE CAPITAL

Las actividades de la Empresa la exponen a una variedad de riesgos financieros. Los principales riesgos que pueden afectar adversamente a los activos y pasivos financieros de la Empresa, así como a sus flujos de caja futuros son: riesgo de liquidez, de crédito, de interés y de cambio y, la gestión de capital.

Los altos ejecutivos de la Empresa supervisan la gestión de estos riesgos. Para ello cuentan con el apoyo de la gerencia financiera, que los asesora sobre los riesgos financieros y el marco corporativo apropiado de gestión del riesgo financiero de la Empresa. La gerencia financiera brinda seguridad a los altos ejecutivos de la Empresa de que las actividades de toma de riesgo financiero de la Empresa se encuentran reguladas por políticas y procedimientos corporativos apropiados, y que los riesgos financieros se identifican, miden y gestionan de acuerdo con estas políticas corporativas y las preferencias de la Empresa al momento de contraer riesgos.

El Directorio revisa y acuerda las políticas para la gestión de cada uno de estos riesgos, las que se resumen en las secciones siguientes.

(a) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez surge de la administración de la Empresa del capital de trabajo, de los cargos financieros y de los pagos del capital de sus instrumentos de deuda. Es el riesgo que la Empresa tenga dificultades para cumplir sus obligaciones cuando estas venzan.

La Empresa controla la liquidez requerida mediante una adecuada gestión de los vencimientos de activos y pasivos, de tal forma de lograr el calce entre el flujo de ingresos y pagos futuros. Asimismo, la Empresa cuenta con capacidad crediticia suficiente que le permite tener acceso a líneas de crédito en entidades financieras de primer orden, en condiciones razonables.

Los siguientes cuadros muestran los vencimientos de los pasivos financieros de la Empresa sobre la base de los pagos no descontados previstos en los contratos respectivos (expresado en miles de soles):

<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Hasta 12 meses</u>	<u>De 1 a más años</u>	<u>Total</u>
Cuentas por pagar comerciales	54,176	-	54,176
Cuentas por pagar a entidad relacionada	23,481	34,102	57,583
Otras cuentas por pagar	40,733	46,034	86,767
Beneficios a los empleados	8,688	1,440	10,128
	-----	-----	-----
	127,078	81,576	208,654
	=====	=====	=====
<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>	<u>Hasta 12 meses</u>	<u>De 1 a más años</u>	<u>Total</u>
Cuentas por pagar comerciales	52,506	-	52,506
Cuentas por pagar a entidad relacionada	20,401	44,587	64,988
Otras cuentas por pagar	46,246	65,830	112,076
Beneficios a los empleados	5,610	1,807	7,417
	-----	-----	-----
	124,763	112,224	236,987
	=====	=====	=====

Cambios en los pasivos que provienen de las actividades de financiamiento -

A continuación se presentan los cambios en los pasivos que provienen de las actividades de financiamiento (expresado en miles de soles):

<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Saldos iniciales</u>	<u>Flujo de caja</u>	<u>Provisiones y otros</u>	<u>Saldos finales</u>
Préstamos bancarios	15,000	(15,000)	-	-
Préstamos del FONAFE	54,485	(9,898)	-	44,587
Dividendos por pagar	10,130	(22,474)	25,000	12,656
Intereses por pagar - bancarios	15	(15)	-	-
Intereses por pagar - FONAFE	374	(34)	-	340
Convenios de transferencia - Ministerio de Energía y Minas	65,267	(19,234)	-	46,033
	-----	-----	-----	-----
	145,271	(66,655)	25,000	103,616
	=====	=====	=====	=====
 <u>Al 31 de diciembre de 2017</u>				
Préstamos bancarios	1,500	13,500	-	15,000
Préstamos del FONAFE	76,492	(22,007)	-	54,485
Dividendos por pagar	428	(36,099)	45,801	10,130
Intereses por pagar - bancarios	3	(40)	52	15
Intereses por pagar - FONAFE	24	(3,184)	3,534	374
Convenios de transferencia - Ministerio de Energía y Minas	45,544	19,723	-	65,267
	-----	-----	-----	-----
	123,991	(28,107)	49,387	145,271
	=====	=====	=====	=====

(b) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el incumplimiento de una contraparte de sus obligaciones asumidas en un instrumento financiero o contrato comercial, tiempo y forma, y que ello resulte en una pérdida financiera. La Empresa está expuesta al riesgo de crédito por sus actividades operativas (principalmente por las cuentas por cobrar comerciales) y sus actividades financieras, incluyendo depósitos en bancos e instituciones financieras, operaciones de cambio de moneda extranjera y otros instrumentos financieros.

Cuentas por cobrar comerciales -

Cada unidad de negocios es responsable de gestionar el riesgo de crédito de sus clientes, siguiendo las políticas, procedimientos y controles establecidos por la Empresa para la gestión del riesgo de crédito de la Empresa. La calificación del crédito del cliente se determina y se controla regularmente. Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa cuenta con aproximadamente 37 clientes libres y 426,394 clientes regulados que representan el 6.84% y 93.16% del total de los ingresos por servicios de distribución de energía (25 clientes libres y 413,496 clientes regulados que representaban el 94.14% del total de ingresos por servicios de distribución de energía al 31 de diciembre de 2017).

La Gerencia de la Empresa considera que no tiene concentraciones significativas de riesgo de crédito debido a su amplia base de clientes.

Se realiza un análisis de deterioro en cada fecha de reporte utilizando una matriz de provisión para medir las pérdidas crediticias esperadas. Las tasas de provisión se basan en los días vencidos para agrupaciones de diversos segmentos de clientes con patrones de pérdida similares (es decir, por patrón de tasas de incumplimiento histórico por tipo de cliente libre y regulado). El cálculo refleja el resultado de probabilidad ponderada, el valor temporal del dinero y la información razonable y sustentable que está disponible en la fecha de reporte sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras. En general, las cuentas por cobrar comerciales se castigan si están vencidas por más de un año y no están sujetas a actividades de cumplimiento. La exposición máxima al riesgo de crédito en la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de activos financieros.

A continuación se presenta la segmentación de la cartera de clientes:

<u>Cartera</u>	<u>Tipo de cliente</u>	<u>Tipo de tensión</u>	<u>Tipo de residencial</u>
Cartera 1	Libre	Alta	Otros
Cartera 2	Libre	Media	Otros
Cartera 3	Regulado	Baja	Otros
Cartera 4	Regulado	Baja	Residencial
Cartera 5	Regulado	Media	Otros

Al 31 de diciembre de 2017

		Cuentas por cobrar comerciales							
		Días vencidos					Mayor a	Total	
Por	vencer	Entre 1 y 30 días	Entre 31 y 60 días	Entre 61 y 180 días	Entre 181 y 240 días	Entre 241 y 360 días	241 días		
Tasa de pérdida crediticia esperada		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%		
Cartera 1		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%		
Cartera 2		0.38%	3.42%	20.11%	71.94%	100.00%	100.00%		
Cartera 3		0.23%	1.57%	9.34%	53.56%	100.00%	100.00%		
Cartera 4		0.00%	0.04%	0.24%	2.15%	100.00%	100.00%		
Cartera 5									
Valor en libros bruto total estimado en incumplimiento		36	10	-	-	-	-	46	
Cartera 1		5,890	1,546	-	-	-	-	7,436	
Cartera 2		7,153	1,877	291	344	160	2,639	12,464	
Cartera 3		27,936	7,331	1,388	1,445	307	4,975	43,382	
Cartera 4		8,966	2,351	470	340	22	484	12,633	
Cartera 5									
Total		49,981	13,115	2,149	2,129	489	8,098	75,961	
Pérdida crediticia esperada		91	24	32	390	280	8,098	8,915	

Instrumentos financieros y depósitos en efectivo -

El riesgo de crédito de los saldos en bancos e instituciones financieras se gestiona a través de la Gerencia de Administración y Finanzas, y Tesorería de la Empresa de acuerdo con su política interna y corporativa. Las inversiones de fondos excedentes se hacen solo con contrapartes aprobadas y dentro de los límites de crédito asignados a cada contraparte. El Directorio revisa trimestralmente el informe de cumplimiento de la política de endeudamiento, el cual es preparado por la Gerencia de Administración y Finanzas. Los límites se establecen para minimizar la concentración de riesgo de crédito y, por lo tanto, mitigan la pérdida financiera que pudiera surgir de los posibles incumplimientos de la contraparte.

La máxima exposición de la Empresa al riesgo de crédito por los componentes del estado de situación financiera son las sumas en libros.

(c) Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en las tasas de interés de mercado. La Empresa no tiene activos o pasivos financieros a largo plazo a tasas de interés variable, por lo que considera que no tiene una exposición significativa a este riesgo.

(d) Riesgo de cambio

El riesgo de tasa de cambio es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en las tasas de cambio. La mayoría de las transacciones se realizan en soles. La exposición a los tipos de cambio proviene de las cuentas con relacionadas, algunas facturas de proveedores y caja, que están básicamente denominadas en dólares estadounidenses. En el estado de situación financiera, estos conceptos son presentados al tipo de cambio de fin de período.

Para mitigar la exposición al riesgo cambiario, los flujos de caja en moneda no funcional son revisados continuamente; por lo general cuando los importes a pagar por compras en dólares estadounidenses superan el importe disponible en esa moneda se realiza una operación de cambio de moneda.

Las operaciones en moneda extranjera se efectúan al tipo de cambio fijado por la oferta y la demanda en el Sistema Financiero Nacional.

Al 31 de diciembre de 2018 el tipo de cambio promedio ponderado publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) para las transacciones en dólares estadounidenses era de S/ 3.369 para las operaciones de compra y S/ 3.379 para las operaciones de venta (S/ 3.238 para la compra y S/ 3.245 para la venta en el 2017).

Los activos y pasivos financieros en miles de dólares estadounidenses son los siguientes:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>Activos</u>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	49	45
	----	-----
	49	45
	----	-----
<u>Pasivos</u>		
Cuentas por pagar comerciales	(64)	(1,106)
	----	-----
	(64)	(1,106)
	----	-----
Posición pasiva, neta	(15)	(1,061)
	====	=====

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Gerencia ha decidido asumir el riesgo de cambio que generó esta posición, por lo que no ha realizado operaciones de cobertura con productos derivados. Durante el ejercicio 2018, la Empresa ha registrado una pérdida neta por diferencia en cambio de S/ 4 mil (ganancia neta por S/ 71 mil en el 2017), la cual se presenta en el rubro “Diferencia en cambio, neta” del estado de resultados integrales.

Se ha efectuado un análisis de sensibilidad de la utilidad de los años 2018 y 2017 con respecto al efecto de una variación razonablemente posible del tipo de cambio del dólar estadounidense en los pasivos y activos financieros denominados en esa moneda, considerando que todas las otras variables permanecerán constantes. Si el tipo de cambio del dólar estadounidense se hubiera incrementado o hubiera disminuido con respecto a la moneda funcional (sol) según los porcentajes del cuadro de abajo, estos hubieran sido los efectos sobre la utilidad de la Empresa antes del impuesto a la renta (expresado en miles de soles):

<u>2018</u>		<u>2017</u>	
Variación porcentual del tipo de cambio	<u>Ingreso (gasto)</u>	Variación porcentual del tipo de cambio	<u>Ingreso (gasto)</u>
+5	3	+5	172
-5	(3)	-5	(172)

(e) Gestión de capital

El objetivo es salvaguardar la capacidad de la Empresa de continuar como empresa en marcha con el fin de proporcionar retornos para los accionistas y beneficios para los grupos de interés, así como mantener una óptima estructura que permita reducir el costo de capital.

La Gerencia de la Empresa maneja su estructura de capital y realiza ajustes para afrontar los cambios en las condiciones económicas del mercado. La política de la Gerencia es la de financiar todos sus proyectos de corto y largo plazo con sus propios recursos operativos y eventualmente con obligaciones financieras. Para mantener y ajustar la estructura de capital, la Empresa puede ajustar el pago de dividendos a los accionistas, devolver capital a los accionistas, emitir nuevas acciones o vender activos para reducir su deuda.

La Empresa monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento, este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre el patrimonio neto. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento financiero (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio neto tal y como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

No ha habido cambios en los objetivos, políticas o procedimientos para la gestión de capital durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017.

7. PRINCIPALES INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Las normas contables definen un instrumento financiero como cualquier activo y pasivo financiero de una empresa, considerando como tales: efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, el valor razonable de sus instrumentos financieros no es significativamente diferente al de sus respectivos valores en libros y, por lo tanto, la revelación de dicha información no tiene efecto para los estados financieros a dichas fechas.

Los siguientes son los importes de los activos y pasivos financieros del estado de situación financiera, clasificados por categorías (expresado en miles de soles):

Jerarquía del valor razonable de los instrumentos financieros

Para incrementar la coherencia y comparabilidad de las mediciones del valor razonable se ha establecido una jerarquía del valor razonable que clasifica en tres niveles los datos de entrada de técnicas de valoración utilizadas para medir el valor razonable:

- Nivel 1: Precios cotizados (sin ajustar) para activos o pasivos idénticos en mercados activos. Un precio cotizado en un mercado activo proporciona la evidencia más fiable del valor razonable y se utilizará sin ajuste para medir el valor razonable siempre que estén disponibles.
- Nivel 2: La información es distinta a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1. Se utilizan otras técnicas por las que son observables todos los datos que tienen un efecto significativo en el valor razonable registrado, ya sea directa o indirectamente.
- Nivel 3: Técnicas que utilizan datos que no se basan en datos de mercado observables y que tienen un efecto significativo sobre el valor razonable.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Empresa no cuenta con instrumentos financieros que califiquen como de nivel 1.

Sobre la base de los criterios descritos anteriormente, la Gerencia estima que no existen diferencias importantes entre el valor en libros y el valor razonable de los instrumentos financieros de la Empresa al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

8. EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO

A continuación, se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Fondos fijos	19	19
Cuentas corrientes (a)	32,437	31,858
Depósitos a plazo (b)	-	10,000
	-----	-----
	32,456	41,877
	=====	=====

- (a) La Empresa mantiene sus cuentas corrientes en soles y en dólares estadounidenses en diversas entidades financieras locales, son de libre disponibilidad y generan intereses a una tasa promedio de mercado.
- (b) Al 31 de diciembre de 2017, los depósitos a plazo estaban denominados en moneda nacional, son remunerados a una tasa de interés fija anual promedio de 4.25%. Dichos depósitos tenían vencimientos originales menores a 90 días.

9. INVERSIONES FINANCIERAS

Al 31 de diciembre de 2017, la Empresa mantenía depósitos a plazo por S/ 16,904 mil denominados en moneda nacional, remunerados a una tasa de interés fija anual promedio de 4.42%. Los depósitos a plazo incluidos en este rubro correspondían, de acuerdo a las NIIF, a aquellos con vencimientos originales mayores a 90 días.

10. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES, NETO

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>A terceros</u>		
Facturas por venta de energía (a)	74,882	66,007
Facturas no emitidas por venta de energía (b)	10,038	9,293
Peaje (c)	1,104	661
	-----	-----
	86,024	75,961
	-----	-----
<u>A relacionadas</u>		
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERÚ S.A.	618	195
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	138	95
Banco de la Nación	33	36
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. - Electro Puno S.A.A.	22	-
Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. - ELECTRO UCAYALI S.A.	-	47
Corporación Peruana de Aeropuertos y Aviación Comercial - CORPAC	-	14
Otras entidades del Estado	48	22
	-----	-----
	859	409
	-----	-----
Estimación para pérdidas crediticias esperadas	(9,670)	(8,915)
	-----	-----
	77,213	67,455
	=====	=====

- (a) Las facturas por cobrar son de vencimiento corriente y devengan intereses desde el día siguiente de su fecha de vencimiento.
- (b) Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, corresponde a la estimación de los ingresos y a devengados por venta de energía eléctrica, los cuales fueron facturados en el primer mes del año siguiente.
- (c) Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, corresponde a facturaciones por peajes del sistema secundario de transmisión.
- (d) El periodo de crédito otorgado a los clientes es de 60 días en promedio.

- (e) La calidad crediticia de las cuentas por cobrar se ha evaluado sobre la base de información histórica que refleja los índices de incumplimiento, como sigue: (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>A terceros</u>		
Por vencer	59,089	49,981
Vencidos		
De 1 a 30 días	15,136	13,115
De 31 a 60 días	1,196	2,149
De 61 a 180 días	1,492	2,129
De 181 a 240 días	348	489
Más de 240 días	8,763	8,098
	-----	-----
	86,024	75,961
	-----	-----
<u>A relacionadas</u>		
Por vencer	849	356
Vencidos		
Hasta 60 días	1	5
De 61 a 180 días	7	1
De 181 a 240 días	-	47
Más de 240 días	2	-
	-----	-----
	859	409
	-----	-----

- (f) A continuación se presenta el movimiento de la estimación para pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar comerciales (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Saldo inicial	8,915	7,067
Adiciones (Nota 30)	2,299	2,503
Recuperos (Nota 32)	(1,544)	(655)
	-----	-----
	9,670	8,915
	=====	=====

En opinión de la Gerencia, el saldo de la estimación para pérdidas crediticias esperadas, determinada según los criterios indicados en las Notas 4(h) y 6(b), cubre adecuadamente el riesgo de pérdidas por cuentas por cobrar de dudosa recuperabilidad al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

- (g) Las transacciones efectuadas con entidades relacionadas en 2018 y 2017 se detallan a continuación (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Peajes		
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERÚ S.A.	1,976	1,536
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	1,521	1,173
Otros	894	657
	-----	-----
	4,391	3,366
	-----	-----

11. OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Mecanismo de compensación (a)	6,534	28,065
Alquileres (b)	4,795	3,632
Reclamación a la SUNAT (c)	3,263	-
Acuerdo de opción - generadoras (d)	2,709	-
Adelantos y préstamos al personal	1,017	830
Electrificación rural (e)	878	838
Intereses por cobrar (f)	702	897
Reclamaciones a terceros	587	209
Fondo de Inclusión Social Energético - FISE	248	222
Anticipos de proveedores	135	90
Cargo de Afianzamiento de la Seguridad Energética - CASE (g)	-	9,292
Crédito fiscal por impuesto general a la ventas	-	2,403
Otros	1,481	1,133
	-----	-----
	22,349	47,611
Estimación para pérdidas crediticias esperadas (e)	(4,018)	(1,973)
	-----	-----
	18,331	45,638
	=====	=====

- (a) Mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM - Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, se aprobó la compensación de sistemas interconectados, que dispone que el OSINERGMIN apruebe los procedimientos para calcular el precio a nivel generación y determinar el programa de transferencia entre las compañías aportantes y receptoras del mecanismo de compensación. En cumplimiento de dicha norma, se aprobó la norma "Precios a nivel generación y mecanismo de compensación entre usuarios regulados", mediante Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD y sus modificaciones.

Durante el mes de octubre 2017, el costo de la compra de energía aumentó debido a que el Decreto de urgencia N° 049-2008, que regulaba los costos marginales de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y evitaba que en determinadas centrales eléctricas se registren costos marginales altos, tuvo vigencia hasta el 1 de octubre de 2017, por lo que este efecto fue trasladado a la Empresa en dicha fecha.

Al 31 de diciembre de 2018, tiene un saldo por compensar de S/ 6,534 mil (S/ 28,065 mil al 31 de diciembre de 2017), la cual ha sido reconocida por el ente regulador mediante la Resolución N° 017-2019-OS/CD de fecha 31 de enero de 2019 y su Informe Técnico N° 038-2019-GRT que forma parte de la misma. Al 31 de diciembre de 2018, las cuentas por cobrar son recuperables y serán cobradas en el periodo corriente.

- (b) Corresponde a contratos de alquiler de postes suscrito con las empresas que prestan el servicio público de telecomunicaciones, de acuerdo a la Ley N° 28295 que regula el acceso y uso compartido de la infraestructura de uso público.
- (c) Comprende la cobranza coactiva por acotaciones a la base imponible del impuesto a la Renta y reparos al crédito fiscal del IGV como resultado de la fiscalización del año 2005. El 31 de enero 2018, se formuló una demanda contenciosa administrativa ante el poder judicial, y con fecha 12 de marzo 2018 se admite a trámite la demanda formulada. Dicha demanda cuenta con argumentos suficientes para considerar que el resultado del procedimiento sea favorable para SEAL y solicitar la devolución de la cobranza coactiva, lo que incluirá el cómputo de intereses desde la fecha en que se ejecutó el cobro.
- (d) Corresponde a la contraprestación de los acuerdos del derecho de opción otorgado a las generadoras, en atención a las disposiciones del Decreto Supremo N° 022-2018-EM, cuyo objetivo es permitir que las distribuidoras y generadoras modifiquen los contratos de suministro a fin de solucionar la sobrecompra de potencia, la cual generaba efectos económicos adversos para las distribuidoras de manera mensual, al tener que pagar potencia no utilizada para el suministro regulado de sus clientes. El saldo por cobrar al 31 de diciembre de 2018 corresponde a la devolución del exceso de potencia no usada por los meses de octubre, noviembre y diciembre 2018.
- (e) Corresponden a los intereses por las facturas por cobrar con atrasos mayores a 30 días y los intereses devengados de los depósitos a plazos en moneda nacional.
- (f) Las cuentas por cobrar de electrificación rural comprenden la facturación que se destina a la promoción y desarrollo de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, con el objeto de contribuir al desarrollo socioeconómico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, combatir la pobreza y desincentivar la migración del campo a la ciudad. Al 31 de diciembre de 2018 la Gerencia estima cobrar dichos importes en el primer trimestre de 2019. Al 31 de diciembre de 2017, dichos importes serían fueron cobrados en el primer trimestre de 2018.
- (g) A continuación se presenta el movimiento de la estimación para pérdidas crediticias esperadas (expresado en soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Saldo inicial	1,973	1,029
Adiciones (Nota 30)	2,232	1,024
Recuperos (Nota 32)	(187)	(80)
	-----	-----
Saldo final	4,018	1,973
	=====	=====

En opinión de la Gerencia, el saldo de la estimación para pérdidas crediticias esperadas, cubre adecuadamente el riesgo de pérdidas por cuentas por cobrar de dudosa recuperabilidad al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

12. INVENTARIOS, NETO

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Materiales auxiliares, suministros y repuestos (a)	32,850	24,869
Estimación por desvalorización de existencias (b)	(455)	(455)
	-----	-----
	32,395	24,414
	=====	=====

- (a) Los materiales auxiliares, suministros y repuestos están compuestos por elementos utilizados para la operatividad y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas y que serán consumidas en un periodo corriente.
- (b) Al 31 de diciembre de 2018 la estimación para desvalorización de existencias asciende a S/ 455 mil y en los años 2018 y 2017 no tuvo movimiento.

En opinión de la Gerencia, la estimación por desvalorización de existencias cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de inventarios al 31 de diciembre de 2018 y de 2017.

13. GASTOS CONTRATADOS POR ANTICIPADO

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Seguros pagados por anticipado (a)	2,470	1,361
Alquileres pagados por adelantado	350	482
	-----	-----
	2,820	1,843
	=====	=====

- (a) Los seguros pagados por anticipado corresponden a las primas por devengar de las pólizas de los seguros patrimoniales y de seguros personales, que cubren instalaciones eléctricas, robo y asalto, accidentes de trabajo de funcionarios y personal, entre otros.

14. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, incluye 24 terrenos en la ciudad de Arequipa, mantenidos al costo por S/ 3,250 mil. Ninguno de los terrenos se encuentra en garantía y no tienen propuesta de uso.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Gerencia efectuó una evaluación sobre el estado de sus propiedades de inversión y no ha encontrado indicios de deterioro en dichos activos, por lo que, en su opinión, el valor en libros de los mismos es recuperable con las futuras utilidades que genere la Empresa.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

A continuación se presenta el movimiento y la composición del rubro (expresado en miles de soles):

<u>Año 2018</u>	<u>Saldos iniciales</u>	<u>Adiciones por compra</u>	<u>Retiros y/o ventas</u>	<u>Transfe- rencias</u>	<u>Saldos finales</u>
COSTO DE:					
Terrenos	3,711	-	-	-	3,711
Edificios y otras construcciones	46,183	-	-	5,902	52,085
Maquinaria y equipo	778,030	15,391	(5,780)	62,891	850,532
Equipos diversos	26,775	1,175	(2284)	2,849	28,515
Muebles y enseres	1,667	160	(38)	-	1,789
Unidades de transporte	2,316	-	(2)	-	2,314
Unidades de reemplazo	29,777	1,945	-	(2,606)	29,116
Obras en curso	79,957	38,474	-	(69,036)	49,395
	-----	-----	-----	-----	-----
	968,416	57,145	(8,104)	-	1,017,457
	-----	=====	=====	=====	-----
DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE:					
Edificios y otras construcciones	18,062	905	-	-	18,967
Maquinaria y equipo	456,515	22,503	(4,173)	95	474,940
Equipos diversos	17,350	1,314	(2,183)	10	16,491
Muebles y enseres	1,253	54	(25)	-	1,282
Unidades de transporte	1,751	160	(2)	-	1,909
Unidades de reemplazo	1,091	876	-	(105)	1,862
	-----	-----	-----	-----	-----
	496,022	25,812	(6,383)	-	515,451
	-----	=====	=====	=====	-----
Valor neto	472,394				502,006
	=====				=====
 <u>Año 2017</u>					
COSTO DE:					
Terrenos	3,711	-	-	-	3,711
Edificios y otras construcciones	46,183	-	-	-	46,183
Maquinaria y equipo	758,131	18,157	-	1,702	777,990
Equipos diversos	25,984	691	-	139	26,814
Muebles y enseres	1,552	18	-	97	1,667
Unidades de transporte	2,378	-	(62)	-	2,316
Unidades de reemplazo	15,662	15,754	-	(1,638)	29,778
Obras en curso	68,392	11,865	-	(300)	79,957
	-----	-----	-----	-----	-----
	921,993	46,485	(62)	-	968,416
	-----	=====	=====	=====	-----
DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE:					
Edificios y otras construcciones	17,212	850	-	-	18,062
Maquinaria y equipo	435,966	20,464	-	85	456,515
Equipos diversos	16,263	1,087	-	-	17,350
Muebles y enseres	1,205	48	-	-	1,253
Unidades de transporte	1,617	171	(37)	-	1,751
Unidades de reemplazo	583	593	-	(85)	1,091
	-----	-----	-----	-----	-----
	472,846	23,213	(37)	-	496,022
	-----	=====	=====	=====	-----
Valor neto	449,147				472,394
	=====				=====

- (a) La depreciación se calcula por el método de línea recta para asignar su costo menos su valor residual durante el estimado de su vida útil, como sigue:

Edificios y otras construcciones	Entre 40 y 80 años
Maquinaria y equipo	Entre 1 y 30 años
Equipos diversos	Entre 4 y 24 años
Muebles y enseres	Entre 4 y 16 años
Unidades de transporte	8 años

- (b) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los proyectos que conforman el rubro de obras en curso se detallan a continuación y se encuentra conformado principalmente por las obras en curso de los proyectos de ampliación y remodelación de redes eléctricas y adquisición de equipos, como sigue (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>Proyecto</u>		
Línea de Transmisión 33KV Challapampa - Cono norte	18,002	208
Línea de Transmisión 138 KV Camaná - Ocoña	16,390	5,041
Ampliación RP,RS 52 AAHH	6,128	-
Soterrado Línea 33Kv Chilina - Challapampa	3,280	3,280
Ampliación SET Jesús 33 kV	1,848	-
Ampliación SE Socabaya 33/10 KV	1,584	53
Reactivación SET Challapampa-Chucarapi	235	-
LT 60 KV Ocoña - Atico	217	107
Ampliación SE Chilina 138KV/33 kV y 33kV/10kV	115	115
Línea de Transmisión en Proceso-Arequipa	-	49,695
Ampliación Sistema eléctrico Jesús	-	13,430
Obra de ampliación de redes	-	6,458
Otros	1,596	1,570
	-----	-----
	49,395	79,957
	=====	=====

En opinión de la Gerencia, las obras en curso se refieren a proyectos de inversión en bienes de capital que se encuentran en ejecución y que representarán la futura expansión del servicio de distribución eléctrica en la región Arequipa. Las referidas obras en curso se encuentran vigentes y culminarán conforme los proyectos de expansión sean ejecutados en las diversas comunidades dentro de la región Arequipa.

- (c) Las unidades de reemplazo incluyen principalmente tableros, transformadores y otros equipos que constituyen componentes importantes de los activos una vez que estén instalados.
- (d) El cargo anual por depreciación se ha distribuido como sigue (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Costos del servicio de actividades ordinarias (Nota 28)	24,899	22,770
Gastos de administración (Nota 29)	777	431
Gastos de ventas (Nota 30)	136	12
	-----	-----
	25,812	23,213
	=====	=====

- (e) En opinión de la Gerencia, las pólizas de seguros contratadas están de acuerdo con el estándar utilizado por empresas equivalentes del sector, y cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por cualquier siniestro que pudiera ocurrir, considerando el tipo de activos que posee la Empresa.
- (f) Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Empresa no mantiene hipotecas sobre sus inmuebles.
- (g) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Gerencia efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus propiedades, planta y equipo, y no ha encontrado indicios de desvalorización en dichos activos.

16. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

A continuación se presenta el movimiento y la composición del rubro (expresado en miles de soles):

<u>Año 2018</u>	<u>Saldos iniciales</u>	<u>Adiciones</u>	<u>Saldos finales</u>
COSTO DE:			
Licencias	3,668	-	3,668
	-----	-----	-----
Total costo	3,668	-	3,668
	-----	=====	-----
AMORTIZACIÓN ACUMULADA DE:			
Licencias	842	367	1,209
	-----	-----	-----
Total amortización acumulada	842	367	1,209
	-----	=====	-----
Valor neto	2,826		2,459
	=====		=====
 <u>Año 2017</u>			
COSTO DE:			
Licencias	3,668	-	3,668
	-----	-----	-----
Total costo	3,668	-	3,668
	-----	=====	-----
AMORTIZACIÓN ACUMULADA DE:			
Licencias	475	367	842
	-----	-----	-----
Total amortización acumulada	475	367	842
	-----	=====	-----
Valor neto	3,193		2,826
	=====		=====

- (a) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los activos intangibles corresponden principalmente a licencias de programas de cómputo relacionados a las actividades administrativas y producción de energía de la Empresa, los cuales se amortizan en 10 años.

- (b) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el cargo anual por amortización se ha distribuido como sigue (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Costos del servicio de actividades ordinarias (Nota 28)	47	47
Gastos de administración (Nota 29)	320	320
	----	----
	367	367
	====	====

- (c) Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Gerencia efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus intangibles, no encontrando indicios de deterioro en dichos activos.

17. OBLIGACIONES FINANCIERAS

La Empresa recurre al sistema financiero para financiar su capital de trabajo en el corto plazo y garantizar sus operaciones para la continuidad de la prestación del servicio.

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

<u>Acreedor</u>	<u>Tasa de interés anual</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Scotiabank del Perú S.A.A.	3.25%	Diciembre 2018	-	15,015
			-----	-----
			-	15,015
			=====	=====

El 18 de diciembre de 2017, la Empresa obtuvo un préstamo bancario por S/ 15 millones que estaba denominado en moneda nacional, y fue utilizado principalmente para el financiamiento de las facturas por compra de energía a las generadoras, el cual se incrementó en octubre de 2017 por la congestión presentada en dicho mes.

Los gastos por intereses devengados en los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, relacionados a los préstamos bancarios, ascendieron aproximadamente a S/ 290 mil y S/ 52 mil respectivamente, los cuales se presentan incluidos en el rubro "Gastos financieros" del estado de resultados integrales. Ver Nota 33.

18. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>A terceros</u>		
Facturas por pagar	29,927	25,909
Estimación por compra de energía	17,323	20,479
	-----	-----
	47,250	46,388
	-----	-----

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>A relacionadas</u>		
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERÚ S.A.	5,582	4,769
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	698	658
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	549	629
Electro Sur Este S.A.A.	40	20
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	14	18
Otros	43	24
	-----	-----
	6,926	6,118
	-----	-----
	54,176	52,506
	=====	=====

Las cuentas por pagar comerciales corresponden principalmente a facturas emitidas por proveedores nacionales, se originan principalmente por la adquisición de energía y suministros necesarios para la distribución de energía, están denominadas principalmente en moneda nacional, tienen vencimiento corriente menor a 60 días, no generan intereses y la Empresa no ha otorgado garantías por cumplimiento de su pago.

Las facturas por pagar a terceros han sido pagadas durante el primer trimestre de 2019.

Las transacciones efectuadas con las entidades relacionadas se detallan a continuación (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>Compra de energía</u>		
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERÚ S.A.	63,933	58,841
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	6,965	4,759
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	6,030	6,638
Otros	397	51
	-----	-----
	77,325	70,289
	-----	-----
<u>Peaje a entidades relacionadas</u>		
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	1,017	1,539
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	313	436
	-----	-----
	1,330	1,975
	=====	=====
<u>Gastos financieros</u>		
FONAFE	3,106	3,534
	-----	-----
	3,106	3,534
	=====	=====

Las compras a partes relacionadas se han realizado en condiciones equivalentes a las que se aplican en transacciones con partes independientes. Los saldos pendientes al cierre del ejercicio no están garantizados, no devengan intereses y se liquidan en efectivo. No se ha prestado garantía alguna respecto a las cuentas por pagar a entidades relacionadas.

19. CUENTAS POR PAGAR A ENTIDAD RELACIONADA

A continuación se presenta el movimiento y la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	Saldos iniciales	Adiciones	Deducciones	Saldos finales	Parte corriente		Parte no corriente	
					2018	2017	2018	2017
FONAFE -								
Préstamos (a)	54,485	-	(9,898)	44,587	10,485	9,897	34,102	44,587
Dividendos	10,130	25,000	(22,474)	12,656	12,656	10,130	-	-
Intereses y otros	374	-	(34)	340	340	374	-	-
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total préstamos y cuentas por pagar	64,989	25,000	(32,406)	57,583	23,481	20,401	34,102	44,587
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====

- (a) El saldo de las cuentas por pagar corresponde a préstamos otorgados para financiar proyectos de inversión, los cuales generan intereses a una TEA del 4.95%.
- (b) Durante el año 2018, la Empresa obtuvo un fraccionamiento del pago de dividendos del periodo 2017 por S/ 25 millones (fraccionamiento por S/ 20 millones de los dividendos del periodo 2016 en el año 2017). Dicho fraccionamiento viene siendo cancelado en cuatro cuotas trimestrales a una TEA del 4.27% (cuatro cuotas trimestrales a una TEA del 4.43% en el año 2017).

Remuneraciones del personal clave

La Gerencia ha definido como personal clave de la Empresa al Directorio y la Alta Gerencia.

La remuneración del personal clave de la Empresa considera todos los pagos que reciben, incluyendo los bonos de productividad e impuestos del trabajador asumidos por la Empresa. El total de estos conceptos asciende a aproximadamente S/ 1,967 mil y S/ 1,962 mil por los años 2018 y 2017, respectivamente. El gasto se encuentra incluido en el rubro "Gastos administrativos" del estado de resultados integrales. La Empresa no otorga beneficios de largo plazo a su personal gerencial clave.

20. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Convenio de transferencia de recursos - MEM (a)	46,033	65,267
Contribuciones reembolsables (b)	18,023	19,101
Impuesto a la renta por pagar y otros tributos	13,035	6,717
Depósitos en garantía (c)	3,972	4,034
Aporte de la Ley General de Electrificación Rural (d)	2,607	2,449
Dietas por pagar	532	
Cargo de Afianzamiento de la Seguridad Energética - CASE	105	10,797
Anticipos a clientes	97	61
Otras cuentas por pagar	2,363	3,650
	-----	-----
	86,767	112,076
Menos: Parte corriente	(40,733)	(46,246)
	-----	-----
Parte no corriente	46,034	65,830
	=====	=====

- (a) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde a recursos dinerarios recibidos del Ministerio de Energía y Minas - MEM por los convenios N° 008-2015-MEM y N° 010-2017-MEM "Transferencias de recursos a favor de SEAL" para la ejecución de los siguientes proyectos: (i) Implementación de mejoras en los SER: Chala III Etapa, Chuquibamba IV Etapa, Huanca, Carvali II Etapa, Ocoña, Cotahuasi III y Colca, (ii) Suministro y montaje de celdas en 60 Kv. Sistema Eléctrico Corire - Chuquibamba, así como montaje de dos celdas en 138 Kv y sistemas de protección eléctrica y (iii) Instalación de la línea de transmisión 138 Kv Camaná - Ocoña y SET Ocoña provincia de Camaná (Al 31 de diciembre de 2017, transferencia de recursos a favor de la Empresa para la ejecución de los siguientes proyectos: (i) Línea de Transmisión 60 kV Bella Union - Chala y Subestación Chala, (ii) Implementación de mejoras en las SER: Chala III Etapa, Chuquibamba IV Etapa, Huanca, Carvali II Etapa, Ocoña, Cotahuasi III y Colca, (iii) Suministro y montaje de celdas en 60 Kv. Sistema Eléctrico Corire - Chuquibamba así como montaje de dos celdas en 138 Kv y sistemas de protección Eléctrico y (iv) Instalación de la línea de transmisión 138Kv Camaná - Ocaña y SET Ocoña provincia de Camaná.
- (b) Comprende contribuciones reembolsables generadas a partir de proyectos eléctricos de ampliación del sistema de distribución hasta el punto de entrega, los cuales fueron ejecutados por asociaciones de vivienda, urbanizadores, gobiernos locales y otras entidades. Según lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y la Resolución Ministerial N° 346-96-EM/NME, la valorización de dichos proyectos la realiza el área de proyectos de la Empresa al valor nuevo de reemplazo (VNR). La incorporación de estos proyectos como activos de la Empresa está sustentada en la factura que el promotor del proyecto emite a la Empresa según el valor determinado por el área de proyectos.

Las deudas por contribuciones reembolsables se devuelven en efectivo y/o energía, tienen una tasa de interés promedio entre la TAM y la TIPMN. El usuario final y la Empresa mediante acta, acuerdan la modalidad de pago.

El movimiento de las contribuciones reembolsables se muestra a continuación (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Saldo inicial	19,101	17,402
Adiciones	2,672	4,843
Deducciones	(983)	-
Pagos en efectivo	(2,604)	(3,056)
Pagos en energía	(163)	(88)
	-----	-----
	18,023	19,101
	=====	=====

- (c) Corresponde principalmente a las retenciones que realiza la Empresa a sus contratistas como garantía del fiel cumplimiento de los contratos suscritos (obras, bienes y servicios), las cuales serán reembolsadas al término de la misma.
- (d) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponden a los aportes facturados a los usuarios ubicados en zonas rurales y sirve para el financiamiento de las obras de electrificación rural, así como la compensación a las empresas de distribución eléctrica que tienen gran cantidad de clientes en zonas rurales, localidades aisladas y fronteras del país, tal y como lo establece la Ley N° 28749 - Ley de Electrificación Rural.

21. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Participación de los trabajadores	5,052	4,352
Bono por convenio de gestión (a)	1,900	-
Provisión por bonificación de quinquenios (b)	1,299	1,519
Vacaciones por pagar	990	619
Pensiones de jubilación - Ley N° 20530 (c)	489	517
Compensación por tiempo de servicios	163	178
Otros	235	232
	-----	-----
	10,128	7,417
Menos: Parte corriente	(8,688)	(5,610)
	-----	-----
Parte no corriente	1,440	1,807
	=====	=====

- (a) Comprende a la provisión por el bono de gestión al personal, el cual su pago está condicionado al nivel de cumplimiento del convenio de gestión correspondiente al ejercicio 2018 (Convenio N° 024-2018-FONAFE) suscrito entre SEAL y el FONAFE el 27 de abril de 2018.

- (b) El movimiento de la provisión por quinquenios se muestra a continuación (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Saldo inicial	1,519	1,389
Adiciones	819	934
Pagos efectuados	(1,039)	(804)
	-----	-----
Saldo final	1,299	1,519
	=====	=====

- (c) La obligación por pensiones de jubilación corresponde a la estimación efectuada de acuerdo a las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 026-2003-EF del 28 de febrero de 2003. Mensualmente esta provisión es reducida por los pagos de planilla realizados a los pensionistas y al final de año es ajustado de acuerdo al cálculo actuarial efectuado por la Oficina de Normalización Provisional (ONP). De acuerdo a dicho cálculo actuarial, los saldos actualizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, ascienden a S/ 489 mil y S/ 517 mil, respectivamente. En el periodo 2018 el importe de la reserva pensionaria, según el nuevo cálculo efectuado por la ONP, incluye la proyección para 4 pensionistas (5 pensionistas en el 2017).

Los cambios en el valor presente de la obligación por la provisión de jubilación se detallan a continuación (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Saldo inicial	517	518
Pérdidas actuariales	55	60
Pagos efectuados	(83)	(61)
	-----	-----
Saldo final	489	517
	===	===

Los principales supuestos utilizados para determinar las obligaciones por beneficio de jubilación son como sigue:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Tasa de descuento real largo plazo	4.67	4.67
Tasa de mortalidad de pensiones		
Masculino (Entre 20 y 110 años)	6.39 a 100	6.39 a 100
Femenino (Entre 20 y 110 años)	2.17 a 100	2.17 a 100

La Gerencia considera que dado el monto del pasivo, las variaciones razonables en los supuestos para la determinación del pasivo actuarial no son significativas para los estados financieros en su conjunto.

22. INGRESOS DIFERIDOS

A continuación se presenta el movimiento y la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	Saldos iniciales	Adiciones	Transfe- rencia a resultados	Saldos finales
Subsidio LT 60 KV Bella Unión - Chala (a)	-	11,572	(163)	11,409
Subsidios de mejoras SER (b)	-	7,660	-	7,660
Reubicación de línea a cargo de PROVIAS Nacional (c)	-	7,127	-	7,127
Costo de reposición y mantenimiento de medidores (d)	3,301	188	(12)	3,477
Subsidios de SER Ocoña (e)	3,024	-	(106)	2,918
Subsidios de obras transferidas por FONCODES	1,556	-	(100)	1,456
Contribuciones reembolsables - devolución de energía	-	983	-	983
Subsidios de Intercambio Vial	760	-	(31)	729
Subsidios de puente peatonal	95	-	(3)	92
Subsidios de mejoramiento Valle Colca	-	85	(1)	84
	8,736	27,615	(416)	35,935
Menos: Parte corriente	(932)			(7,869)
Parte no corriente	7,804			28,066

- (a) Corresponde a los subsidios que otorga el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección de Electrificación Rural para la ejecución de obras de electrificación rural para la instalación de la LT 60 kV Bella Unión - Chala. Esta obra se activó en julio de 2018.
- (b) Corresponde a los subsidios que otorga el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección de Electrificación Rural para la ejecución de mejoras en los sistemas eléctricos rurales - SER en las zonas de Acarí, Chala, Chuquibamba, Ocoña, Caravelí y Cotahuasi.
- (c) Corresponde al financiamiento de reubicación de infraestructura eléctrica a cargo del Proyecto Especial de Infraestructura de Transporte Nacional - PROVIAS Nacional.
- (d) Corresponde a las facturaciones mensuales realizadas a los consumidores finales por concepto del cargo por reposición y mantenimiento de medidores.
- (e) Corresponde a los subsidios que otorga el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección de Electrificación Rural para la ejecución de obras de electrificación rural para la ejecución de la obra "Sistema de Electrificación Rural - SER Ocoña". Esta obra culminó en noviembre de 2016.

23. PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los principales procesos abiertos que mantiene la Empresa y que de acuerdo con la NIC 37, las clasificó en la categoría "Probable", corresponden principalmente a juicios por procesos civiles y contenciosos administrativos que ascienden a S/ 1,196 mil y S/ 2,897 mil respectivamente, relacionados a multas contenciosas administrativas interpuestas por el Organismo Supervisor en Energía y Minería - OSINERGMIN hacia SEAL.

En opinión de la Gerencia y de sus asesores legales, cualquier liquidación adicional por otras contingencias no será significativa para los estados financieros tratados en su conjunto.

El movimiento de las provisiones se muestra a continuación (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Saldo inicial	2,897	1,376
Adiciones (Notas 28, 29 y 30)	621	1,982
Recuperos	-	(116)
Pagos efectuados	(2,322)	(345)
	-----	-----
Saldo final	1,196	2,897
	=====	=====

Las adiciones del año 2018 corresponden principalmente a provisiones por multas derivadas de fiscalizaciones del OSINERGMIN. Las adiciones del año 2017 corresponden principalmente a las contingencias tributarias y administrativas por procesos laborales, civiles y contenciosos administrativos.

24. PASIVO POR IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO, NETO

A continuación se detallan los componentes que originan el activo (pasivo) por impuesto a la renta diferido neto al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (expresado en miles de soles):

	Saldo al 1 de enero <u>de 2017</u>	(Cargo)/ abono al estado de resultados <u>integrales</u>	Saldo al 31 de diciembre <u>de 2017</u>	(Cargo)/ abono al estado de resultados <u>integrales</u>	Saldo al 31 de diciembre <u>de 2018</u>
<u>Activo diferido</u>					
Estimación para pérdidas crediticias esperadas	1,109	721	1,830	457	2,287
Provisión de bonos	-	-	-	561	561
Provisión de vacaciones	143	(19)	124	93	217
Estimación por desvalorización de inventarios	134	-	134	-	134
Provisión por contingencias Intangibles	815	(97)	718	(166)	552
Otras provisiones	-	104	104	(31)	73
	5	-	5	27	32
	-----	----	-----	-----	-----
Total activo diferido	2,206	709	2,915	941	3,856
	-----	----	-----	-----	-----
<u>Pasivo diferido</u>					
Diferencia de tasas por depreciación de propiedades, planta y equipo	(18,151)	242	(17,909)	424	(17,485)
	-----	----	-----	-----	-----
Total pasivo diferido	(18,151)	242	(17,909)	424	(17,485)
	-----	----	-----	-----	-----
Pasivo diferido, neto	(15,945)	951	(14,994)	1,364	(13,630)
	=====	====	=====	=====	=====

- (a) El gasto por impuesto a la renta registrado en el estado de resultados integrales se compone como sigue (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Corriente (Nota 36(b))	27,707	24,396
Diferido	(1,364)	(951)
	-----	-----
	26,343	23,445
	=====	=====

- (b) A continuación se presenta la conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta con la tasa tributaria (teórica) (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>		<u>2017</u>	
		%		%
Utilidad antes del impuesto a la Renta	86,472	100.00	74,887	100.00
	-----	-----	-----	-----
Impuesto a la renta según tasa teórica	25,509	29.50	22,092	29.50
Efecto tributario neto por gastos no deducibles e ingresos no gravables:				
Diferencias permanentes	834	0.96	1,353	1.81
	-----	-----	-----	-----
Gasto por impuesto a la renta	26,343	30.46	23,445	31.31
	=====	=====	=====	=====

- (c) El impuesto a la renta por pagar se presenta neto de los pagos a cuenta de dicho impuesto efectuados durante el año.

25. PATRIMONIO NETO

- (a) Capital emitido

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, está representado por 230,410,825 acciones comunes de S/ 1 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

La composición del capital emitido en los años 2018 y de 2017, se resumen como sigue (expresado en miles de soles):

<u>Clases de acciones</u>	<u>Número de acciones</u>	<u>Total de Participación</u>
Clase A	180,277	78.24
Clase B	24,106	10.46
Clase C	33	0.01
Clase D	25,995	11.28
	-----	-----
	230,411	100.00
	=====	=====

Los titulares de las acciones de las clases “A” y “B” tienen iguales derechos y obligaciones, tales como: (i) Pronunciarse sobre la gestión social y los resultados económicos del ejercicio anterior, (ii) Resolver sobre la aplicación de las utilidades, (iii) Elegir cuando corresponda a los miembros del Directorio y fijar su retribución, (iv) Designar o delegar en el Directorio la designación de los auditores externos, y (v) Resolver sobre los demás asuntos que le sean propios, conforme al Estatuto y sobre cualquier otro consignado en la convocatoria.

Las acciones de la clase “C”, tiene la mismos derechos y obligaciones que las acciones “A” y “B”, a pesar de tener la menor participación del capital social, su voto es determinante para la toma de decisiones, ya que sin ella no se pueden aprobar los acuerdos establecidos en la Junta General de Accionistas.

Asimismo esta clase de acción, confieren a su titular, voto determinante en las siguientes decisiones de la Empresa: Cierre de la Empresa; incorporación de nuevos accionistas mediante cualquier modalidad, reducción de capital, emisión de obligaciones convertibles en acciones, inscripción de cualquier clase de acciones de la Empresa en la Bolsa de Valores, cambio de objeto social, transformación, fusión, escisión o disolución de la Empresa y constitución de garantías reales sobre bienes sociales para respaldar obligaciones distintas a las de la propia Empresa, y la elección de un director conforme a lo señalado en la Ley N° 26844.

Las acciones de clase “D”, son aquellas que se encuentran listadas en la Bolsa de Valores de Lima, las mismas que se encuentran incorporadas a la negociación bursátil, pero que a la fecha no han sido cotizadas en el mercado.

(b) Capital adicional

El capital adicional comprende los aportes en bienes recibidos del FONAFE, de acuerdo con la Ley N° 27170 - Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE y del Ministerio de Energía y Minas, que constituyen aportes del Estado para aumentar el capital social de la Empresa.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo del capital adicional de la Empresa ascendió a S/ 712 mil y corresponde a la transferencia de la obra Subsistema de distribución primaria y secundaria en el AAHH Cerro Buena Vista II por S/ 133 mil y aporte en Minicentral de Sigwas I por S/ 579 mil.

(c) Reserva legal

Según lo dispone la Ley General de Sociedades, se requiere que un mínimo del 10% de la utilidad distribuible de cada ejercicio se transfiera a una reserva legal hasta que ésta sea igual al 20% del capital. La reserva legal puede ser usada únicamente para absorber pérdidas debiendo ser repuesta y no puede ser distribuida como dividendos, salvo en el caso de liquidación. De acuerdo al artículo 229° de la Ley General de Sociedades, la Empresa puede capitalizar la reserva legal pero queda obligada a restituirla en el ejercicio inmediato posterior en que se obtenga utilidades.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Empresa ha efectuado la transferencia a la reserva legal por S/ 5,177 mil y S/ 5,151 mil, respectivamente.

(d) Resultados acumulados -

Son susceptibles de ser capitalizados o pueden distribuirse como dividendos, por acuerdo de la Junta de Accionistas. Los dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades están afectos al impuesto a la renta (Ver Nota 36(c)) sobre el monto distribuido, de cargo de los accionistas, solo aplicable vía retención a la fuente del accionista persona natural domiciliada o no ó persona jurídica no domiciliada en el Perú. Según la Ley General de Sociedades, la distribución de dividendos debe efectuarse en proporción al aporte de los accionistas.

(e) Distribución de dividendos

La política de dividendos se sujeta a la Ley N° 27170 - Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE, en su artículo 4° dispone que las subsidiarias del FONAFE, como la Empresa, deberán transferirle automáticamente antes del 30 de abril de cada año, el total de las utilidades distribuibles obtenidas en el ejercicio anterior, sobre la base de los estados financieros auditados.

En Junta General de Accionistas de fecha 26 de marzo de 2018 se acordó distribuir dividendos por S/ 46,593 mil correspondientes al año 2017.

En Junta General de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2017 se acordó la distribución de dividendos por S/ 46,364 mil correspondientes al año 2016.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se mantiene dividendos por pagar por S/ 12,656 mil y S/ 10,130 mil, ver Nota 19.

26. UTILIDAD POR ACCIÓN

La utilidad por acción básica y diluida se calcula dividiendo la utilidad neta del año entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el año.

A continuación se muestra el cálculo del promedio ponderado de acciones y de la utilidad por acción básica y diluida:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>Numerador</u>		
Utilidad atribuible a las acciones comunes (en miles de soles)	60,129	51,442
<u>Denominador</u>		
Promedio de acciones en circulación (comunes en miles de unidades)	230,411	230,411
	-----	-----
Utilidad neta por acción básica y diluida (en soles)	0.26	0.22
	=====	=====

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

- (a) Los ingresos de la Empresa resultan básicamente de las ventas netas según el siguiente cuadro:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Ingreso por distribución de energía:		
Venta de energía a terceros (a)	458,538	422,980
Alumbrado público (a)	28,243	25,633
Cargo fijo (a)	16,574	15,839
Venta de energía - FOSE	1,041	2,442
	-----	-----
	504,396	466,894
Ingresos por servicios complementarios:		
Peajes de líneas de transmisión (b)	11,889	8,708
Mantenimiento y reposición (c)	5,442	3,886
Cortes y reconexiones (d)	3,061	2,232
Venta de materiales (e)	2,639	2,775
Autoaportes del sistema aislado (f)	1,208	1,419
Otros	4,291	4,225
	-----	-----
	532,926	490,139
	=====	=====

- (a) La venta de energía, el alumbrado público y el cargo fijo son conceptos regulados por el OSINERGMIN y se facturan a los usuarios sobre la base de las lecturas de los consumos de energía eléctrica en forma mensual.
- (b) Los ingresos por peaje están relacionados a la facturación que se realiza por el uso de las Redes eléctricas de la Empresa.
- (c) Los ingresos por mantenimiento y reposición son facturados al cliente de forma mensual y generan un fondo que se utiliza para reponer las acometidas y los medidores en un máximo de tiempo de 30 años.
- (d) Los ingresos por cortes y reconexiones son facturados a los clientes morosos y comprende el costo por el trabajo realizado en el corte y reconexión. El valor se basa en un pliego tarifario emitido por el ente regulador a través de una resolución.
- (e) La venta de materiales es un ingreso originado por la utilización de diversos materiales para la reubicación de postes, cambio de postes dañados y por reubicación de medidores.
- (f) Mediante el artículo 30° de la Ley N° 28832, se creó el “Mecanismo para Sistemas Aislados”, destinado a favorecer el acceso y utilización de energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos a través de estos sistemas.

28. COSTO DEL SERVICIO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Compra de energía a terceros	234,590	223,520
Compra de energía a relacionadas (Nota 18)	77,325	70,289
Depreciación (Nota 15(d))	24,899	22,770
Servicios prestados por terceros (a)	26,208	24,462
Gastos de personal (Nota 31)	10,669	9,185
Cargas diversas de gestión	3,331	2,842
Costo enajenación de activos fijos	1,721	25
Suministros diversos	3,474	3,813
Peaje a terceros	2,245	1,034
Peaje a relacionadas (Nota 18)	1,330	1,975
Consumo de lubricantes y combustibles	1,791	1,815
Tributos	545	537
Contingencias (Nota 23)	526	64
Amortización (Nota 16)	47	47
	-----	-----
	388,701	362,378
	=====	=====

- (a) Comprende los servicios de transporte de materiales y equipos, viáticos, asesorías y consultorías técnicas, y otros servicios relacionados a las actividades de generación, transmisión y distribución.

29. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Gastos de personal (Nota 31)	12,113	10,433
Servicios prestados por terceros (a)	9,815	10,170
Cargas diversas de gestión	1,500	1,467
Suministros diversos	739	757
Amortización (Nota 16)	320	320
Depreciación (Nota 15(d))	777	431
Tributos	262	256
Contingencias (Nota 23)	95	1,853
	-----	-----
	25,621	25,687
	=====	=====

- (a) Comprende viáticos, asesorías y consultorías de gestión administrativa, legal y tributaria, licencias, mantenimiento edificaciones y software y otros servicios relacionados al cumplimiento de objetivos empresariales.

30. GASTOS DE VENTAS

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Servicio prestados por terceros (a)	21,473	17,962
Gastos de personal (Nota 31)	6,305	5,667
Tributos	6,086	5,581
Suministros diversos	4,696	4,624
Cobranza dudosa de cuentas comerciales (Nota 10(f))	2,299	2,503
Cobranza dudosa de otras cuentas (Nota 11(e))	2,232	1,024
Cargas diversas de gestión	947	639
Contingencias (Nota 23)	-	65
Depreciación (Nota 15(d))	136	12
	-----	-----
	44,174	38,077
	=====	=====

- (a) Comprende viáticos, asesorías y consultorías de gestión comercial y legal, mantenimiento edificaciones y equipos diversos, alquileres, gestión comercial (toma de lectura, cobranza, reparto de recibos, cortes y reconexiones, etc.) y otros gastos relacionados a la parte comercial.

31. GASTOS DE PERSONAL

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Remuneraciones	9,928	9,498
Participación de trabajadores en utilidades	5,502	4,352
Seguro médico familiar (PAMF)	2,462	2,524
Bono por convenio de gestión	1,900	-
Gratificaciones	1,831	1,809
Vacaciones	1,536	1,337
Aportaciones sociales	1,259	1,239
Bonificaciones	1,211	1,071
Compensación por tiempo de servicios	1,054	1,065
Asignación familiar	196	150
Otros	2,208	2,240
	-----	-----
	29,087	25,285
	=====	=====
Número de trabajadores	228	227
	=====	=====

Los gastos de personal se encuentran distribuidos de la siguiente manera (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Costo del servicio de actividades ordinarias (Nota 28)	10,669	9,185
Gastos de administración (Nota 29)	12,113	10,433
Gastos de venta (Nota 30)	6,305	5,667
	-----	-----
	29,087	25,285
	=====	=====

32. OTROS INGRESOS

A continuación se presenta la composición del rubro (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Alquileres de postes, equipos y otros	5,666	6,256
Ingresos por acuerdos de opción	2,519	-
Recupero de estimación para pérdidas crediticias esperadas de cuentas por cobrar comerciales (Nota 10(f))	1,544	655
Penalidades y moras	1,069	1,476
Ingresos por subsidios (Nota 22)	416	79
Recupero de estimación para pérdidas crediticias esperadas de otras cuentas por cobrar (Nota 11(e))	187	80
Donaciones	-	712
Subasta de activos y suministros	-	152
Otros	944	935
	-----	-----
	12,345	10,345
	=====	=====

33. INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

A continuación se presenta la composición de los rubros (expresado en miles de soles):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses de depósitos a plazo	1,456	2,438
Intereses por venta de energía eléctrica y servicios complementarios	1,846	1,929
	-----	-----
	3,302	4,367
	=====	=====
<u>Gastos financieros</u>		
Intereses por financiamiento del FONAFE	3,106	3,534
Intereses por contribuciones reembolsables	205	255
Intereses bancarios	290	52
Intereses comerciales y moratorios	-	52
	-----	-----
	3,601	3,893
	=====	=====

34. CONTINGENCIAS

(a) Demandas judiciales -

En adición a las contingencias, la Empresa, en el curso normal de sus operaciones, ha sido objeto de diversas reclamaciones de índole legal (civiles, laborales, penales y administrativos) y regulatorio, las cuales se registran y divulgan de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, ver (Nota 4(r)). Estas reclamaciones son llevadas por sus asesores legales (externos e internos). Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa ha registrado por estas reclamaciones las provisiones necesarias, tal como se indica en la Nota 23 "Provisiones" quedando como contingentes posibles un importe de S/ 113,826 mil (S/ 3,111 mil al 31 de diciembre

de 2017). La Gerencia y sus asesores legales estiman que el resultado individual y en conjunto de estos procesos no devendrá en erogación alguna a cargo de la Empresa, motivo por el cual no efectúa provisión por este concepto al 31 de diciembre del 2018 y 2017.

(b) Acotaciones tributarias -

Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa tiene diversas acotaciones de las autoridades tributarias por un importe total de aproximadamente S/ 28,585 mil (S/ 54,663 mil al 31 de diciembre de 2017), que incluyen el tributo omitido, intereses y multas. Estas acotaciones corresponden a las fiscalizaciones tributarias de los años 2000, 2005, 2009, 2010, 2011 y 2012.

Estas acotaciones están relacionadas principalmente a:

- Reconocimiento de ingresos, relacionados a la pérdida de energía eléctrica, de índole comercial, entre otros.
- Compensación de energía eléctrica a los clientes por interrupciones y calidad del servicio (pagos normados por el OSINERGMIN).
- Participación de trabajadores correspondiente al pago de utilidades en fecha posterior a la presentación de la Declaración Jurada de Renta.
- Reparos por baja de bienes no sustentadas con informe adecuado, entre otros.

De acuerdo con la Gerencia y sus asesores legales, existen argumentos que soportan la posición asumida por la Empresa en sus declaraciones juradas, por lo que se estima que no resultarán pasivos de importancia de estas acotaciones y, en consecuencia, no se ha registrado provisiones por los mismos, adicionales a los registrados, ver Nota 23.

35. GARANTÍAS Y COMPROMISOS

(a) Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa mantiene las siguientes cartas fianzas:

- Para garantizar el fiel cumplimiento de la ejecución de la obra: “Instalación de Línea de Transmisión de 60 kV. Bella Unión - Chala y SSEE. Asociadas”; según LP-001-2014-SEAL-Primera Convocatoria por S/ 190 mil con el Banco Internacional del Perú S.A. - Interbank, cuyo beneficiario es el Ministerio de Energía y Minas, con vencimiento el 30 de marzo de 2019.
- Para garantizar el fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas por SEAL en el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica; según el numeral 20.1 del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica N° GG/AL-113-B-2012, literal b) del Artículo 1° del D.S. 003-2011-EM por US\$ 687 mil con el Scotiabank del Perú S.A.A., cuyo beneficiario es ELECTROPERÚ S.A., con vencimiento el 31 de diciembre de 2018.
- Para garantizar el fiel cumplimiento del otorgamiento de la concesión definitiva del proyecto: “Línea de Transmisión en 138Kv Camaná - Ocoña y SET Ocoña”, según GG/AL-0120-2016-SEAL por S/ 383 mil con el Banco Internacional del Perú S.A. - Interbank, cuyo beneficiario es el Ministerio de Energía y Minas, con vencimiento el 24 de febrero de 2019.

- Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa mantiene una carta fianza para garantizar la medida cautelar de no innovar expediente N° 01154-2018-85-1801-JR-CA-22 por S/ 1,738 mil con el Scotiabank del Perú S.A.A., cuyo beneficiario es el 22° Juzgado Contencioso Sub especialidad tributaria y aduanera de la Corte Superior de Justicia de Lima, con vencimiento el 9 de agosto de 2019.

(b) Compromisos

La Empresa cuenta con 19 contratos bilaterales de compra de energía y potencia contratada, con diversas empresas generadoras, que garantizan la demanda de los clientes.

<u>Proveedor</u>	<u>Duración del contrato</u>			<u>Potencia</u>	
ELECTROPERÚ S.A.	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Engie Energía Perú S.A. (antes Enesur S.A.)	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Engie Energía Perú S.A. (antes Enesur S.A.)	01/01/2014	al	31/12/2023	16.98	MW
Engie Energía Perú S.A. (antes Enesur S.A.)	31/10/2014	al	31/12/2025	16.98	MW
Kallpa Generación S.A.	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Kallpa Generación S.A.	01/01/2014	al	31/12/2023	16.98	MW
EDEGEL S.A.A.	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
EDEGEL S.A.A.	01/01/2014	al	31/12/2023	16.98	MW
EDEGEL S.A.A.	01/01/2014	al	31/12/2025	16.98	MW
Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEPSA	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEPSA	01/01/2014	al	31/12/2023	16.98	MW
Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEPSA	01/01/2014	al	31/12/2025	16.98	MW
Termochilca S.A.	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Chinango S.A.C.	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Chinango S.A.C.	01/01/2014	al	31/12/2023	16.98	MW
Chinango S.A.C.	01/01/2014	al	31/12/2025	16.98	MW
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	01/01/2014	al	31/12/2021	16.98	MW
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	01/01/2014	al	31/12/2023	16.98	MW
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA	01/09/2015	al	31/12/2023	16.98	MW
ELECTROPERÚ S.A.	01/08/2016	al	31/03/2025	5.95	MW
Statkraft Perú S.A.	01/09/2015	al	31/08/2029	5.99	MW
Kallpa Generación S.A.	01/01/2016	al	31/12/2018	Regulado por Osinermin	MW
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	01/10/2016	al	31/12/2019	Regulado por Osinermin	MW

Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa mantiene un contrato a largo plazo para la compra de potencia y energía con ELECTROPERÚ S.A., por una potencia contratada de 286 MW a un precio de US\$/MW5.95, que entró en vigencia el 1 de agosto de 2016 hasta el 31 de marzo de 2025. Este contrato mantiene cláusulas que obligan a SEAL a comprar energía a un precio por encima de valores razonables. La Gerencia estima que no afectará las condiciones de negocio de la Empresa.

(c) Ambientales

La Compañía cuenta con una Política Integrada de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo, en donde se asume el compromiso de la identificación, evaluación, control y capacitación en los aspectos ambientales, previniendo y minimizando los probables impactos ambientales; dentro del cumplimiento normativo se encuentra el Reglamento de Protección del Medio Ambiente en Actividades Eléctricas, según Decreto Supremo N° 29-94-EM, a través del cual se elaboró y ejecutó el Programa Ambiental del ejercicio 2018. Este programa establece actividades como: control del manejo y disposición final de residuos peligrosos y no peligrosos, control y actualización del inventario de descarte de PCB en transformadores monofásicos y trifásicos, promover actividades para la ejecución de planes de abandono aprobados de mini centrales de generación, monitoreo mensual de efluentes líquidos, cuerpos receptores y ruidos en centrales de generación térmica, mediciones de electromagnetismo en líneas de transmisión y elaboración de informes trimestrales de Ejecución de Monitoreo Ambiental, presentados a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM (DGAA/MEM).

Como consecuencia de lo anterior se han establecido principios generales que permiten mejorar y controlar el consumo de los recursos naturales, así como la reducción de generación de residuo, emisiones y vertimientos; y en general controlar todos los factores responsables de los impactos ambientales, mediante la aplicación de programas de mejora continua y establecimiento de objetivos y metas ambientales.

La Gerencia considera que la Empresa viene cumpliendo adecuadamente con la normatividad ambiental vigente, por lo que no se espera contingencias sobre este asunto que pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

36. SITUACIÓN TRIBUTARIA

- (a) La Administración Tributaria Peruana tiene la facultad de revisar y, bajo determinadas circunstancias, determinar el impuesto a la renta calculado por la Empresa en los cuatro últimos ejercicios, contados a partir del 1 de enero del año siguiente al de la presentación de la declaración jurada del impuesto correspondiente (años sujetos a fiscalización). Las declaraciones juradas del impuesto a la renta de 2014 a 2017 y la declaración a presentarse por el año 2018 están pendientes de revisión por la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria. Debido a que pueden surgir diferencias en la interpretación por parte de la Administración Tributaria Peruana sobre las normas aplicables a la Empresa, no es posible anticipar si se producirán pasivos tributarios adicionales como resultado de eventuales revisiones. En caso de recibirse acotaciones fiscales, los mayores impuestos, recargos, reajustes, sanciones e intereses moratorios que pudieran surgir, según corresponda, serían aplicados contra los resultados de los años en que se produzcan las liquidaciones definitivas.
- (b) El impuesto a la renta corriente del año 2018 y de 2017 es de S/ 27,707 mil y S/ 24,396 mil respectivamente (ver Nota 24(a)).
- (c) La tasa del impuesto a la renta aplicable a las empresas durante el ejercicio 2018 es de 29.5%. Si la empresa distribuye total o parcialmente dividendos o cualquier otra forma de distribución de sus utilidades que se adopten o se pongan a disposición a partir del 1 de enero de 2017 se le aplica una tasa adicional del 5% sobre el monto distribuido, a cargo de cada accionista, en tanto sean personas naturales o sean personas jurídicas no domiciliadas en el país. Cabe señalar que a los resultados acumulados u otros conceptos susceptibles de generar dividendos gravados obtenidos entre el 1 de enero

de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 que formen parte de la distribución de dividendos o de cualquier otra forma de distribución de utilidades se les aplicará la tasa del 6.8%. Asimismo, se presumirá, sin admitir prueba en contrario, que la distribución de dividendos o de cualquier otra forma de distribución de utilidades que se efectúa corresponde a los resultados acumulados u otros conceptos susceptibles de generar dividendos gravados, más antiguos.

Además, toda suma o entrega en especie que resulte renta gravable de la tercera categoría que represente una disposición indirecta de renta no susceptible de posterior control tributario, incluyendo sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados (dividendos presuntos), están afectas a la tasa del impuesto a la renta, a cargo de la empresa, de 5% durante el 2018.

La Gerencia de la Empresa opina que, como consecuencia de la aplicación de estas normas, no surgirán contingencias de importancia para la Empresa al 31 de diciembre de 2018. En todo caso, cualquier acotación al respecto por las autoridades tributarias se reconocería en el ejercicio que ocurra.

- (d) De conformidad con la Resolución de Superintendencia N° 167-2006-SUNAT, publicada el 14 de octubre de 2006, las empresas que conforman la actividad empresarial del Estado, como es el caso de la Empresa, están exoneradas de la obligación de presentar la declaración jurada anual informativa y de contar con estudio técnico de precios de transferencia, respecto de las transacciones con partes vinculadas.

37. MODIFICACIONES Y NUEVAS NIIF EMITIDAS QUE NO SON EFECTIVAS A LA FECHA DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Las normas e interpretaciones nuevas y modificadas que han sido emitidas, pero que aún no están vigentes, hasta la fecha de emisión de los estados financieros de la Empresa se describen a continuación. La Empresa tiene la intención de adoptar estas normas e interpretaciones nuevas y modificadas, si corresponde, cuando entren en vigencia.

En aplicación de los párrafos 30 y 31 de la NIC 8 “Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores”, cuando una NIIF no está vigente, debe estimarse y evaluar el posible impacto de su aplicación en los estados financieros cuando ocurra por primera vez. En el caso de las normas que se mencionan a continuación se desconoce el impacto que tendrá en los estados financieros a la fecha de entrada en vigencia de dichas normas.

NIIF 16 Arrendamientos	<p>La NIIF 16 fue emitida por el IASB el 13 de enero de 2016 y es efectiva para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su adopción anticipada si también se ha aplicado la NIIF 15 “Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con clientes”.</p> <p>La NIIF 16 reemplaza a la NIC 17 “Arrendamientos”, la CINIIF 4 “Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento”, la SIC 15 “Arrendamientos Operativos - Incentivos” y la SIC 27 “Evaluación de la Esencia de las Transacciones que Adoptan la Forma Legal de un Arrendamiento”. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un modelo único en el estado de situación financiera similar a la contabilidad de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios:</p>
---------------------------	--

	<p>arrendamientos de activos de "poco valor" (por ejemplo, computadoras personales) y arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo para realizar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo por arrendamiento) y un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo por derecho de uso). Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses en el pasivo por arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.</p> <p>También se requerirá que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo por arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos de arrendamiento futuros resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar esos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.</p> <p>La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 se mantiene sustancialmente sin cambios respecto de la contabilidad actual según la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17 y distinguiendo entre dos tipos de arrendamientos: los arrendamientos operativos y financieros.</p> <p>La NIIF 16 requiere que los arrendatarios y arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.</p>
<p>CINIIF 23 Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias</p>	<p>La CINIIF 23 fue emitida por el IASB el 7 de junio de 2017 y es efectiva para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con adopción anticipada permitida, pero hay disponibles algunos relieves de transición.</p> <p>La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos a las ganancias cuando los tratamientos fiscales implican una incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 y no se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las multas asociados con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none">• Si una entidad considera tratamientos fiscales inciertos por separado• Las suposiciones que una entidad hace sobre el examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales• Cómo una entidad determina la utilidad fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas impositivas• Cómo una entidad considera cambios en hechos y circunstancias

	<p>Una entidad debe determinar si debe considerar cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos. Se debe seguir el enfoque que mejor predice la resolución de la incertidumbre.</p>
<p>Modificaciones a la NIC 19 - Modificación, Reducción o Liquidación del Plan (Enmiendas a la NIC 19)</p>	<p>El 7 de febrero de 2018, el IASB publicó las modificaciones a la NIC 19 para armonizar las prácticas contables y proporcionar información más relevante para la toma de decisiones. Una entidad aplica las modificaciones a las enmiendas, reducciones o liquidaciones del plan que se producen en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida.</p> <p>Las modificaciones a la NIC 19 abordan la contabilidad cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte. Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período anual sobre el que se informa, se requiere que una entidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Determine el costo del servicio corriente por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando las suposiciones actuariales utilizadas para volver a medir el pasivo (activo) por beneficios definidos netos que reflejan los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento. • Determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo) por beneficios definidos neto que refleja los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento; y la tasa de descuento utilizada para volver a medir ese pasivo (activo) por beneficios definidos neto. <p>Las modificaciones también aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del límite del activo. Este monto se reconoce en resultados. Una entidad luego determina el efecto del límite del activo después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los montos incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.</p>
<p>Modificaciones a la NIC 28 - Intereses a Largo Plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (Enmiendas a la NIC 28)</p>	<p>El 12 de octubre de 2017, el IASB publicó las modificaciones a la NIC 28, las cuales se aplicarán retrospectivamente para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.</p> <p>Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” a los intereses a largo plazo en una asociada o negocio conjunto al que no se aplica el método de participación, pero que, en esencia, forman parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto (intereses a largo plazo). Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida crediticia esperada de la NIIF 9 se aplica a dichos intereses a largo plazo.</p>

	<p>Las modificaciones también aclararon que, al aplicar la NIIF 9, una entidad no tiene en cuenta ninguna pérdida de la asociada o negocio conjunto, ni ninguna pérdida por deterioro de la inversión neta, reconocida como ajustes a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto que surgen de la aplicación de la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”.</p>
<p>Modificaciones a la NIIF 9 - Características de Pago Anticipado con Compensación Negativa (Enmiendas a las NIIF 9)</p>	<p>El 12 de octubre de 2017, el IASB publicó las modificaciones a la NIIF 9 para abordar las preocupaciones sobre cómo la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” clasifica los activos financieros prepagables en particular. Además, el IASB aclaró un aspecto de la contabilidad de los pasivos financieros luego de una modificación. Las modificaciones se aplicarán retrospectivamente para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.</p> <p>Según la NIIF 9, un instrumento de deuda puede medirse al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean “únicamente pagos del principal e intereses sobre el monto del principal pendiente de pago” (el criterio SPPI por sus siglas en inglés) y el instrumento se mantiene dentro del modelo de negocio apropiado para esa clasificación. Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que un activo financiero pasa el criterio SPPI independientemente del evento o circunstancia que cause la rescisión anticipada del contrato e independientemente de qué parte pague o reciba una compensación razonable por la rescisión anticipada del contrato.</p>
<p>Ciclo anual de mejoras 2015-2017</p>	<p>El 12 de diciembre de 2017, el IASB emitió el “Ciclo Anual de Mejoras a las NIIF 2015-2017”, que contiene enmiendas a cuatro Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) como resultado del proyecto de mejoras anuales del IASB.</p> <p>Estas mejoras incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none">• <u>NIIF 3 Combinaciones de Negocios</u> <p>Las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación de negocios lograda en etapas, incluida la remediación de intereses mantenidos anteriormente en los activos y pasivos de la operación conjunta a valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.</p> <p>Una entidad aplica esas modificaciones a las combinaciones de negocios para las cuales la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida.</p>

	<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="646 216 1385 661">• <u>NIF 11 Acuerdos Conjuntos</u> <p>Una parte que participa en una operación conjunta, pero no tiene el control conjunto de ella, puede obtener el control conjunto de la operación conjunta en la que la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como se define en la NIF 3. Las enmiendas aclaran que los intereses mantenidos anteriormente en esa operación conjunta no se vuelven a medir.</p><p>Una entidad aplica esas modificaciones a las transacciones en las que obtiene el control conjunto en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.</p><li data-bbox="646 682 1385 1228">• <u>NIC 12 Impuesto a las Ganancias</u> <p>Las enmiendas aclaran que las consecuencias del impuesto a las ganancias de los dividendos están vinculadas más directamente a transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce las consecuencias del impuesto a las ganancias de los dividendos en resultados, otros ingresos integrales o patrimonio según el lugar donde la entidad reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.</p><p>Una entidad aplica esas modificaciones para los períodos anuales de reporte que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, se permite su aplicación anticipada. Cuando una entidad aplica esas modificaciones por primera vez, las aplica a las consecuencias del impuesto a las ganancias de los dividendos reconocidos en o después del comienzo del primer período comparativo.</p><li data-bbox="646 1249 1385 1669">• <u>NIC 23 Costos por Préstamos</u> <p>Las modificaciones aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo originalmente realizado para desarrollar un activo apto cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos.</p><p>Una entidad aplica esas enmiendas a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período de reporte anual en el cual la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.</p>
--	--

<p>Modificaciones de la NIIF 3 - Definición de un Negocio</p>	<p>El 22 de octubre de 2012, el IASB emitió las modificaciones a la NIIF 3 destinadas a resolver las dificultades que surgen cuando una entidad determina si ha adquirido un negocio o un grupo de activos. Las modificaciones son efectivas para las combinaciones de negocios para las cuales la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de informe anual que comienza en o después del 1 de enero de 2020.</p>
<p>Referencias actualizadas al Marco Conceptual</p>	<p>Junto con el “Marco Conceptual” revisado publicado en marzo de 2018, el IASB también emitió “Enmiendas a las Referencias al Marco Conceptual en las NIIF”. Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020.</p>
<p>NIIF 17 Contratos de Seguro</p>	<p>La NIIF 17 fue emitida por el IASB el 18 de mayo de 2017 y es efectiva para los períodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas. La aplicación anticipada está permitida, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15 en la fecha en que se aplica por primera vez la NIIF 17.</p> <p>La NIIF 17 es una nueva y completa norma contable para los contratos de seguro que abarca el reconocimiento y la medición, la presentación y la revelación. Una vez que esté vigente, la NIIF 17 reemplazará a la NIIF 4 “Contratos de Seguro” que fue emitida en 2005. La NIIF 17 se aplica a todos los tipos de contratos de seguro (es decir, seguros de vida, seguros de no vida, seguros directos y reaseguros), independientemente del tipo de entidades que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con características de participación discrecional. Se aplicarán algunas excepciones de alcance. El objetivo general de la NIIF 17 es proporcionar un modelo contable para los contratos de seguro que sea más útil y coherente para las aseguradoras. A diferencia de los requisitos de la NIIF 4, que se basan principalmente en políticas de contabilidad local anteriores, la NIIF 17 proporciona un modelo integral para los contratos de seguro, que abarca todos los aspectos contables relevantes. El núcleo de la NIIF 17 es el modelo general, complementado por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Una adaptación específica para contratos con características de participación directa (el enfoque de tarifa variable) • Un enfoque simplificado (el enfoque de asignación de primas) principalmente para contratos de corta duración

38. EVENTOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre de 2018 y el 7 de marzo de 2019, no se han presentado eventos posteriores que puedan afectar la razonabilidad de los estados financieros emitidos y/o que requieran ser revelados en notas.