



Empresa Regional de Servicio Público de
Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO

Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

(Con el Dictamen de los Auditores Independientes)



KPMG en Perú
Torre KPMG. Av. Javier Prado Este 444, Piso 27
San Isidro. Lima 27, Perú

Teléfono
Internet

51 (1) 611 3000
www.kpmg.com/pe

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Accionista y los Directores Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO (subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE), los cuales comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017, y los estados de resultados y otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como las políticas contables significativas y otras notas explicativas adjuntas de la 1 a la 35.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board, y del control interno que la Gerencia determina que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores materiales, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías son realizadas de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos del Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de que existan errores materiales en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Empresa para la preparación y presentación razonable de los estados financieros a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Empresa. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión.



Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO al 31 de diciembre de 2018 y 2017, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Lima, Perú

12 de marzo de 2019

Refrendado por:

CAIPD Y ASOCIADOS

Henry Córdova C. (Socio)
C.P.C.C. Matrícula N° 01-28989

**Empresa Regional de Servicio Público de
Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO**

Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Contenido	Página
Estados Financieros	
Estado de Situación Financiera	1
Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales	2
Estado de Cambios en el Patrimonio	3
Estado de Flujos de Efectivo	4
Notas a los Estados Financieros	5 - 71

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO

Estado de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017

En miles de soles	Nota	2018	2017	En miles de soles	Nota	2018	2017
Activos				Pasivos			
Activos corrientes				Pasivos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	45,979	37,716	Préstamos y obligaciones	13	38,905	37,793
Cuentas por cobrar comerciales	9	70,108	60,472	Cuentas por pagar comerciales	14	66,843	81,616
Otras cuentas por cobrar neto	10	39,596	35,303	Otras cuentas por pagar	15	68,205	65,539
Inventarios	11	20,493	15,394	Beneficios a los empleados	16	17,663	13,695
Gastos contratados por anticipado		120	2,263	Ingresos diferidos	17	12,745	9,987
Total activos corrientes		176,296	151,148	Provisiones	18	14,132	14,343
Activos no corrientes				Total pasivos corrientes		218,493	222,973
Otras cuentas por cobrar	10	404	204	Pasivos no corrientes			
Propiedades, planta y equipo	12	1,161,744	1,154,686	Préstamos y obligaciones	13	351	163
Activos intangibles		3,345	4,964	Otras cuentas por pagar	15	73,989	58,750
Activo por impuesto diferido	19	1,238	251	Beneficios a los empleados	16	5,869	5,877
Total activos no corrientes		1,166,731	1,160,105	Ingresos diferidos	17	238,604	254,247
				Total pasivos no corrientes		318,813	319,037
				Total pasivos		537,306	542,010
				Patrimonio			
				Capital	20	597,014	589,227
				Capital adicional		13,720	20,504
				Otras reservas		39,687	30,139
				Resultado acumulados		155,300	129,373
				Total patrimonio		805,721	769,243
Total activos		1,343,027	1,311,253	Total pasivos y patrimonio		1,343,027	1,311,253

Las notas adjuntas de la página 5 a la 71 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y de 2017

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Ingresos de actividades ordinarias	21	620,634	572,671
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	(428,594)	(404,279)
Ganancia bruta		192,040	168,392
Gastos de venta	23	(20,031)	(26,785)
Gastos de administración	24	(31,939)	(27,736)
Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales		(567)	(2,850)
Otros ingresos	27	32,851	23,261
Otros gastos		(1,127)	(48)
Resultados de actividades de operación		171,227	134,234
Ingresos financieros	28	2,879	3,656
Gastos financieros	29	(2,768)	(3,724)
Diferencia en cambio, neta	6.B.iii	(707)	691
Utilidad antes de impuestos		170,631	134,857
Gasto por impuesto a las ganancias	31	(49,220)	(39,372)
Resultado del período		121,411	95,485
Otros resultados integrales del período		-	-
Total resultados integrales del período		121,411	95,485

Las notas adjuntas de la página 5 a la 71 son parte integral de los estados financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y de 2017

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<i>Número de acciones</i>	<i>Capital emitido</i>	<i>Capital adicional</i>	<i>Reserva legal</i>	<i>Resultados acumulados</i>	<i>Total</i>
Saldo al 1 de enero de 2017		549,791,520	549,792	20,293	21,375	121,522	712,982
Total resultados integrales del período							
Resultado del período		-	-	-	-	95,485	95,485
Total resultados integrales del período						95,485	95,485
Transacciones con los propietarios de la Empresa							
Aportes de FONAFE en efectivo	20.A	39,435,432	39,435	211	-	-	39,646
Transferencia a reserva legal	20.C	-	-	-	8,764	(8,764)	-
Distribución de dividendos en efectivo	20.D	-	-	-	-	(78,870)	(78,870)
Total transacciones con los propietarios de la Empresa		39,435,432	39,435	211	8,764	(87,634)	(39,224)
Saldo al 31 de diciembre del 2017		589,226,952	589,227	20,504	30,139	129,373	769,243
Saldo al 1 de enero de 2018		589,226,952	589,227	20,504	30,139	129,373	769,243
Resultado del período		-	-	-	-	121,411	121,411
Total de resultados integrales del período		589,226,952	589,227	20,504	30,139	250,784	890,654
Transacciones con los propietarios de la Empresa							
Aportes de capital en efectivo	20.A	7,787,103	7,787	(7,787)	-	-	-
Aportes de capital en bienes	20.B	-	-	1,003	-	-	1,003
Transferencia a reserva legal	20.C	-	-	-	9,548	(9,548)	-
Distribución de dividendos en efectivo	20.D	-	-	-	-	(85,936)	(85,936)
Total transacciones con los propietarios de la Empresa		7,787,103	7,787	(6,784)	9,548	(95,484)	(84,933)
Saldo al 31 de diciembre del 2018		597,014,055	597,014	13,720	39,687	155,300	805,721

Las notas adjuntas de la página 5 a la 71 son parte integral de estos estados financieros

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Estado de Flujos de Efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y de 2017

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Flujos de efectivo por actividades de operación			
Cobranza a clientes		610,431	571,888
Intereses cobrados		2,501	3,306
Otros cobros de efectivo relativos a las actividades		7,736	37,748
Pago a proveedores		(384,376)	(395,650)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales		(36,179)	(30,924)
Pago de impuesto a las ganancias		(46,022)	(38,091)
Flujos procedentes de actividades de operación		154,091	148,277
Impuestos pagados		(2,903)	(5,707)
Intereses pagados		(2,768)	(3,724)
Flujo neto generado por actividades de operación		148,420	138,846
Flujos de efectivo por actividades de inversión			
Adquisición de propiedades, planta y equipo		(68,820)	(80,817)
Venta de propiedad, planta y equipos		223	-
Adquisición de activos intangibles		-	(1,140)
Flujo neto usado en actividades de inversión		(68,597)	(81,957)
Flujos de efectivo por actividades de financiación			
Ingreso por préstamos	13	100,900	72,700
Aportes de capital en efectivo	21.A	-	39,435
Ingresos por subvenciones del Ministerio de Energía y Minas (MEM)	13	13,076	16,304
Pago de dividendos	21.C	(85,936)	(78,871)
Pago de préstamos y obligaciones	13	(99,600)	(100,187)
Flujo neto usado en actividades de financiación		(71,560)	(50,619)
Aumento neto de efectivo y equivalente al efectivo		8,263	6,270
Efectivo y equivalente al efectivo al 1 de enero		37,716	31,446
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año		45,979	37,716
Transacciones que no representan flujos de efectivo			
Propiedades, planta y equipo recibidos como aporte de capital		1,443	211
Propiedades, planta y equipo adquirido por arrendamiento		388	357
Propiedades, planta y equipo pendiente de pago		4,770	8,885

Las notas adjuntas de la página 5 a la 71 son parte integral de estos estados financieros.

1. Identificación y Actividad Económica

A. Antecedentes

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO (en adelante "la Empresa") es una subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). La Empresa fue autorizada a operar el 21 de diciembre de 1983, mediante Resolución Ministerial N° 319-83-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas, y su constitución como empresa pública de derecho privado se formalizó mediante escritura pública del 6 de agosto de 1984.

El domicilio legal de la Empresa donde se encuentran sus oficinas administrativas es Jr. Amazonas N° 641, Huancayo, Perú.

B. Actividad económica

La Empresa se dedica a la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones autorizadas por el Estado Peruano, comprendidas en Huancayo, Valle del Mantaro, Huánuco, Tarma, Tingo María, Chanchamayo, Junín, Cerro de Pasco, Huancavelica, Ayacucho y parte del departamento de Lima. Asimismo, también podrá dedicarse a la generación y transmisión de energía eléctrica dentro de los límites que establezca la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley N° 25844 del 6 de noviembre de 1992 (en adelante "la Ley").

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.

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

- Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente;
- 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;
- 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;
- Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
- Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
- 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,
- Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

La Empresa también está obligada a: i) 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 1 año, y que tengan carácter de servicio público de electricidad; ii) tener contratos vigentes con Empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes 24 meses como mínimo; iii) garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de concesión y las normas aplicables; y, iv) 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.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

El incumplimiento de la obligación del literal (b) es causal de caducidad de la concesión definitiva de la Empresa.

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

Asimismo, la zona de concesión comprende 6,528.19 km², para un ámbito geográfico de 144,231 km². Al 31 de diciembre del 2018, la Empresa atiende un total de 807,499 usuarios (777,993 usuarios al 31 de diciembre de 2017).

La Empresa para fines de su gerenciamiento, conjuntamente con Hidrandina S.A., Electronorte S.A. y Electronoroeste S.A. forma parte del Grupo Distriluz. El Grupo Distriluz es dirigido administrativamente en forma corporativa por personal que labora en el Holding, el mismo que se encuentra ubicado en la Torre El Pilar – Piso 13, Avenida Camino Real N° 348, en el distrito de San Isidro, Lima - Perú.

C. Principales contratos

i. Contratos Licitados de Suministro de Electricidad

Corresponde a 33 contratos firmados con 15 Empresas de Generación, en adelante los Generadores, entre los años 2013 y 2014, producto de licitaciones realizadas al amparo de la Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, con el fin de asegurar el suministro de energía eléctrica de sus clientes libres y regulados. El plazo de estos contratos se inició en el año 2013 y tiene vigencia hasta el año 2022, y la potencia contratada (P.C.) es de 149,054 MW.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la potencia contrata a cada generador se muestra a continuación:

MW	P.C. Fija	P.C. Variable	P.C. Total
Electroperu 1LP	44,137	8,827	52,964
Egenor 1LP (Orazul)	6,481	1,297	7,778
Egenor2 1LP (Orazul)	6,481	1,297	7,778
Termoselva S.R.L. 1LP	6,130	1,226	7,356
Termoselva S.R.L. 1LP	1,751	351	2,102
SDF Energia S.A.C. 1LP	2,276	453	2,729
Compañía Eléctrica El Platanal	1,751	351	2,102
Empresa de Generación Machupicchu S.A.	3,503	700	4,203
Enersur S.A. 1LP (Engie)	2,424	485	2,909
Enersur S.A. 2LP (Engie)	6,525	1,306	7,831
SN Power Perú S.A. 2LP (Statkraft)	5,430	1,087	6,517
SN Power Perú S.A. 2LP (Statkraft)	5,430	1,087	6,517
Fenix Power S.A. 2LP	5,435	1,087	6,522
Chevez S.A. (Proinversión Statkraft)	13,300	-	13,300
Electroperu Proinversion	38,000	-	38,000
	149,054	19,554	168,608

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Las condiciones contractuales con proveedores de energía, se detallan a continuación:

- Los precios de energía y potencia resultan de un proceso de licitación y no están sujetos a fijación administrativa del regulador.
- El proceso se inicia con una anticipación mínima de 3 años.
- Los contratos se encuentran regulados por la Ley N° 28832.
- Los contratos con plazos inferiores a 5 años no podrán cubrir requerimientos mayores al 25% de la demanda total de los usuarios regulados del distribuidor.
- Las licitaciones se pueden iniciar con una anticipación menor a 3 años por una cantidad no mayor al 10% de la demanda total de sus usuarios regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda.
- Plazos de suministro de hasta 20 años y precios firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN.

ii. **Contratos adjudicados por Proinversión**

A partir del mes de octubre del 2009 entró en vigencia el contrato de suministro eléctrico con Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A. (ahora Statkraft) originado por la licitación de Proinversión, el cual suministra una potencia contratada de 13,300 MW hasta el año 2030.

Asimismo, a partir de enero de 2011, entró en vigencia el contrato de suministro eléctrico con Empresa de Electricidad del Perú S.A. – ELECTROPERÚ y se dio inicio con una potencia contratada de 7,042 MW, el cual suministrará una potencia contratada a partir del 2011 de entre 7,042 y 38 MW hasta el año 2031.

Al 31 de diciembre de 2018, la máxima potencia contratada (MW) en los contratos adjudicados por Proinversión, se muestra en el cuadro adjunto

MW	P.C. Fija	P.C. Total
Cheves (Ahora StatKraft)	13,300	13,300
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S.A.	38,000	38,000
	51,300	51,300

iii. **Contratos bilaterales**

Corresponde a contratos con las generadoras para cubrir la demanda de energía y potencia para el período 2018. La máxima potencia contratada se muestra a continuación:

Generadora	P.C. Fija	P.C. Variable	P.C. Total
Engie Energía del Perú S.A.	8,949	1,791	10,740
Celepsa	1,751	351	2,102
Fénix Power	5,435	1,087	6,522
Orazul	12,962	2,594	15,556
Statkraft	10,860	2,174	13,034
Electroperu	44,137	8,827	52,964
SDF Energía	2,276	453	2,729
EGEMSA	3,503	700	4,203
Termoselva	7,881	1,577	9,458
	97,754	19,554	117,308

iv. Contratos de Administración

Desde el mes de noviembre de 1998, la Empresa mantiene un Contrato de Administración con la Empresa de Ingeniería y Construcción de Sistemas Eléctricos S.A. – ADINELSA. Este contrato tiene como objeto el acuerdo de administración de la infraestructura eléctrica (compuesta por activos) y de aquellas obras eléctricas que se ejecutaron por parte del Estado en el área de influencia de la Empresa. Esta administración comprende la operación y mantenimiento de la infraestructura entregada, así como la reposición de las instalaciones de distribución y transmisión secundaria, incluyendo además de la comercialización y actividades complementarias del servicio eléctrico en las áreas correspondientes.

Entre las principales responsabilidades asumidas por la Empresa están el servicio público de electricidad, la comercialización, facturación y cobranza a los usuarios; efectuar la administración del servicio comprendiendo la operación y mantenimiento de los bienes entregados para su administración, así como la comercialización de energía eléctrica y otros afines.

Por otro lado ADINELSA, cubrirá los costos y mantenimiento por los proyectos entregados en el Contrato de Acuerdo de Administración a la Empresa, tanto de generación, transmisión secundaria así como distribución y cubrirá las alcúotas destinadas a la reposición de las instalaciones de generación, transmisión y de distribución que se entreguen en administración.

La Empresa podrá ejercer la opción de adquirir la propiedad de las instalaciones de transmisión y distribución en cualquier momento. El valor de venta será el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) descontando la depreciación lineal acumulada correspondiente para un período de vida útil de 30 años. El presente contrato entrará en vigencia en la fecha de su suscripción y tendrá un plazo indefinido.

D. Planes de la Gerencia

Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa presenta un capital de trabajo deficitario ascendente a miles de S/ 42,198 (miles de S/ 71,825 al 31 de diciembre de 2017), el cual se origina como consecuencia de endeudamiento a corto plazo para financiar el programa de inversiones, dado que por ley de endeudamiento, no se le permite a la Empresa endeudarse a largo plazo.

La Gerencia de la Empresa considera realizar las siguientes acciones para revertir el déficit mencionado:

- i. Solicitar autorización a FONAFE para la obtención de préstamos a largo plazo los cuales se utilizarán para el pago de las obligaciones relacionadas a inversiones.
- ii. Mejorar la gestión de cobranza para reducir la morosidad, implementando nuevos canales de recaudación.
- iii. Cancelar a la brevedad la deuda financiera.
- iv. Solicitar al accionista reinvertir los dividendos.
- v. Tomar deuda a mediano plazo.

E. Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 han sido emitidos con la autorización de la Gerencia, el 28 de febrero de 2019 que serán puestos a consideración de la Junta General de Accionistas para su aprobación. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 fueron aprobados por el Directorio y la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fechas 14 de marzo de 2018, respectivamente.

2. Tarifas, Regulación Operativa y Normas Legales que Afectan a las Actividades del Sector Eléctrico

A. Tarifas

Las tarifas a usuarios finales del Servicio Público de Electricidad comprenden las Tarifas a Nivel de Generación y el Valor Agregado de Distribución. Las Tarifas a Nivel de Generación son calculadas como el promedio ponderado de los precios de todos los contratos de suministro de electricidad de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), conformadas en su mayoría por los contratos resultantes de procesos de licitación y por contratos resultantes de negociación bilateral. El valor Agregado de Distribución se basa en una empresa modelo eficiente y considera: los costos asociados al usuario, las pérdidas estándares de distribución y los costos estándares de distribución.

Las tarifas buscan proporcionar una rentabilidad sobre las inversiones y cubrir los costos que se incurren para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución.

B. Regulación Operativa y Normas Legales que Afectan a las Actividades del Sector Eléctrico

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

i. Ley de Concesiones Eléctricas

En Perú, el sector eléctrico se rige principalmente 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 eléctrico denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas aislados. La Empresa desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica perteneciente al SEIN y transmisión en redes de su propiedad. En el año 2006, la Ley de Concesiones Eléctricas fue complementada y modificada al promulgarse por la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, 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 las transferencias de potencia y de 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 OSINERGMIN al respecto.

ii. 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 las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

Como parte de la función normativa, OSINERGMIN tiene la facultad de dictar, dentro de su competencia, reglamentos y normas de carácter general aplicables a las entidades del sector y a los usuarios.

En aplicación del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, promulgado el 20 de enero de 2010, 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.

iii. 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, contemplando también compensaciones a los usuarios en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma y asignando la responsabilidad de Supervisión al OSINERGMIN. Es de aplicación a las empresas eléctricas como a clientes.

Actualmente, se encuentra en aplicación la Tercera Etapa de la NTCSE cuyo plazo de aplicación según dicha norma es indefinido. A partir del 1 de julio del 2013 se amplió los alcances de NTCSE a las localidades de los Sectores Típicos de Distribución 2 y 3 menores a 500 kW. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Gerencia de la Empresa estima que en caso de surgir alguna contingencia relacionada al incumplimiento de los parámetros establecidos por la NTCSE, éstas no tendrían un efecto significativo en relación con los estados financieros tomados en su conjunto.

iv. 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, la cual 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 previo 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 afectan a la Empresa.

v. Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento

La Ley N° 28749, fue publicado en el Diario Oficial El Peruano el 1 de junio de 2016. Esta Ley, su Reglamento D.S. N° 025-2007 y sus modificatorias 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 con la finalidad de contribuir al desarrollo socio – económico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, combatir la pobreza y desincentivar la migración del campo a la ciudad.

Esta ley enfatiza los siguientes asuntos y consideraciones:

- Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al reglamento de la presente Ley.
- 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.

- Los recursos serán destinados exclusivamente a la ejecución de proyectos, obras y subsidios a la tarifa local de los SER, de acuerdo a lo que señale el reglamento de la presente Ley, así como para promocionar la inversión privada. El financiamiento no cubrirá en ningún caso los costos de operación y mantenimiento.
- El Ministerio de Energía y Minas transferirá a título gratuito los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) que haya ejecutado o ejecute, preferentemente a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal y en su caso a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - ADINELSA. Se incluye a aquellas empresas que se encuentren en el proceso de promoción de la inversión privada, a efectos de que se encarguen de la administración, operación y mantenimiento de los SER.

Los criterios para entregar en concesión la administración y operación de los sistemas eléctricos rurales de propiedad de ADINELSA, así como los criterios aplicables en caso de transferencia de los mismos, serán establecidos por el reglamento de la presente Ley.

3. Bases de Preparación de los Estados Financieros

A. Bases de contabilización

Los estados financieros de la Empresa han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB") vigentes al 31 de diciembre de 2018.

Este es el primer conjunto de estados financieros anuales en lo que se ha aplicado la NIIF 15 *Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes* y la NIIF 9 *Instrumentos Financieros*. La nota 4 incluye información sobre como la Empresa adoptó estas NIIF por primera vez.

B. Responsabilidad de la información

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

C. Bases de medición

Los estados financieros han sido preparados a partir de los registros de contabilidad de la Empresa y de acuerdo con el principio de costo histórico, a excepción de los pasivos por pensiones cuyos cálculos incluyen valores presentes.

D. Moneda funcional y de presentación

Las partidas que se incluyen en los estados financieros se miden en la moneda del ambiente económico primario donde opera la Empresa. Los estados financieros se presentan en Soles (S/), que es la moneda funcional y de presentación de la Empresa. Toda la información es presentada en miles de Soles y ha sido redondeada a la unidad más cercana, excepto cuando se inicia de otra manera.

E. Usos de juicios y estimaciones

Al preparar estos estados financieros, la Gerencia ha realizado juicios y estimaciones que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

Juicios

La información sobre juicios realizados en la aplicación de políticas contable que tiene el efecto más importante sobre los importes reconocidos en los estados financieros se describe en las siguientes notas:

- Nota 5.E - Arrendamientos: determinación de si un acuerdo contiene arrendamiento.

Supuestos e incertidumbres en las estimaciones

La información sobre supuestos e incertidumbres de estimación al 31 de diciembre de 2018 que tienen un riesgo significativo de resultar en un ajuste material a los importes en libros de activos y pasivos en el próximo año financiero se incluye en las siguientes notas:

- Nota 5.D y 5.F - Estimación de la vida útil de propiedad, planta y efectivo e intangibles y deterioro.
- Nota 5.B - Medición de la estimación para pérdidas crediticias esperadas por deudores comerciales y activos del contrato: supuestos claves para determinar la tasa de pérdida promedio ponderada.
- Nota 5.I - Impuesto a las ganancias.
- Nota 5.K - Estimación de contingencias por procesos legales.
- Nota 5.G - Beneficio a los empleados.

Las estimaciones han sido calculadas en base a la mejor información disponible a la fecha de emisión de dichos estados financieros, pero es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro, obliguen a modificarlas en próximos períodos, lo que se haría reconociendo los efectos del cambio en los futuros estados financieros.

Medición de los valores razonables

Algunas de las políticas y revelaciones contables de la Empresa requieren la revelación de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

La Gerencia de Administración y Finanzas revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valorización. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corredores o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, el equipo de valoración evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valorizaciones satisfacen los requerimientos de las NIIF, incluyendo el nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que deberían clasificarse esas valorizaciones.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo, la Empresa utiliza datos de mercado observables siempre que sea posible. Los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en los datos de entrada usados en las técnicas de valoración, como sigue:

Nivel 1: Precios cotizados (no-ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: Datos de entrada diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).

Nivel 3: Datos para el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables (datos de entrada no observables).

Si los datos de entrada usados para medir el valor razonable de un activo o pasivo se clasifican en niveles distintos de la jerarquía del valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de la jerarquía del valor razonable que la variable de nivel más bajo que sea significativa para la medición total.

La Empresa reconoce las transferencias entre los niveles de la jerarquía del valor razonable al final del período sobre el que se informa durante el cual ocurrió el cambio.

4. Cambio en las Políticas Contables Significativas

La Empresa ha aplicado inicialmente la NIIF 15 *Ingreso de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes* y la NIIF 9 *Instrumentos financieros* a partir del 1 de enero de 2018. Algunas otras nuevas normas también entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2018, pero no tienen un efecto significativo sobre los estados financieros de la Empresa.

Debido a los métodos de transición escogidos por el Grupo al aplicar estas normas, la información comparativa incluida en estos estados financieros no ha sido reexpresada para reflejar los requerimientos de las nuevas normas.

A. NIIF 15 Ingreso de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 establece un marco conceptual completo para determinar si deben reconocerse ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y en qué monto. Reemplazó a la NIC 18 *Ingresos de Actividades Ordinarias*, la NIC 11 *Contratos de Construcción y las interpretaciones relacionadas*. La NIIF 15 establece un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos que surgen de los contratos con clientes y requiere que los ingresos se reconozcan a un monto que refleje la contraprestación a la que una entidad espera tener derecho a cambio de la transferencia de bienes o servicios a un cliente. La NIIF 15 requiere que las entidades ejerzan su juicio, teniendo en cuenta todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo a los contratos con sus clientes. La norma también especifica la contabilidad de los costos incrementales de obtener un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Además, el estándar requiere revelaciones extensas.

La Empresa reconoce un modelo de cinco pasos para el reconocimiento de ingreso ordinario proveniente de contratos con clientes:

1. Identificar el contrato con el cliente.
2. Identificar las obligaciones de desempeño del contrato.
3. Determinar el precio de transacción.
4. Distribuir el precio de la transacción en las obligaciones de desempeño.
5. Reconocer el ingreso cuando (o en la medida en que) la entidad satisface la obligación de desempeño.

Como resultado de su evaluación, la Empresa ha determinado que no existe efecto cuantitativo en la aplicación inicial de esta norma en la fecha de aplicación inicial (es decir, el 1 de enero de 2018), debido a:

- Los acuerdos con sus clientes se pactan bajo un contexto estrictamente regulado, de forma que los derechos y obligaciones de las partes, así como las condiciones de pago, cumplen las condiciones para calificar estos acuerdos como contratos bajo esta nueva NIIF.
- Si bien existe compromisos específicos en cada contrato con sus clientes, estos compromisos se desarrollan de forma simultánea y los clientes no entienden el desarrollo separado de los mismos. Por esta razón, los compromisos no son distintos en el contexto de cada contrato y se combinan para dar lugar a una obligación de desempeño separada por contrato.
- El precio de la transacción está pactado de forma pública, a través del regulador del sector y, si bien se identifican contraprestaciones variables que podrían afectar dicha tarifa, como es el caso de las penalidades por faltas incurridas, estas no han ocurrido a la fecha y, si hubieran ocurrido, serían situaciones muy específicas y de carácter inmaterial.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

- Finalmente, la oportunidad de reconocimiento del ingreso no varía, debido a que sus obligaciones de desempeño se reconocen a lo largo del tiempo (como lo ha venido haciendo). Los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica se reconocen utilizando el método del producto, ya que puede medirse directamente el importe de la transmisión de la energía al cliente basándose en las unidades de energía transportadas.

Los requerimientos de revelación de la NIIF 15 no han sido aplicados a la información comparativa.

B. NIIF 9 Instrumentos financieros

La NIIF 9 establece los requerimientos para el reconocimiento y la medición de los activos financieros, los pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras. Esta norma reemplaza la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición.

Como resultado de la adopción de la NIIF 9, la Empresa ha adoptado modificaciones consecuentes a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros que requieren que el deterioro de valor de los activos financieros se presenten en una partida separada en el estado de resultados y otros resultados integrales. Anteriormente, el enfoque de la Empresa era incluir el deterioro de las cuentas por cobrar comerciales en gasto de venta.

i. Deterioro

La NIIF 9 reemplaza el modelo de 'pérdida incurrida' de la NIC 39 por un modelo de 'pérdida crediticia esperada' (PCE). El nuevo modelo de deterioro aplica a los activos financieros medidos al costo amortizado, los activos del contrato y las inversiones de deuda al valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI), pero no a las inversiones en instrumentos de patrimonio. Bajo la NIIF 9, las pérdidas crediticias se reconocen antes que bajo la NIC 39.

Para los activos dentro del alcance del modelo de deterioro de la NIIF 9, por lo general se espera que las pérdidas por deterioro aumenten y se vuelvan más volátiles. La Empresa ha determinado que la aplicación de los requerimientos de deterioro de la NIIF 9 al 1 de enero de 2018 no resulta en un importe material para reconocer en ajuste los estados financieros.

Adicionalmente, la compañía ha adoptado modificaciones consecuentes a la NIIF 7 *Instrumentos Financieros: Información a Revelar* que se aplican a las revelaciones sobre 2018 pero por lo general no se han aplicado a la información comparativa.

ii. Clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros

La NIIF 9 incluye tres categorías de clasificación principales para los activos financieros: medidos al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI), y al valor razonable con cambios en resultados (VRCR). La clasificación de los activos financieros bajo la NIIF 9 por lo general se basa en el modelo de negocios en el que un activo financiero es gestionado y en sus características de flujo de efectivo contractual. La NIIF 9 elimina las categorías previas de la NIC 39 de mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y partidas por cobrar y disponibles para la venta. Bajo la NIIF 9, los derivados incorporados en contratos en los que el principal es un activo financiero dentro del alcance de la norma nunca se separan. En cambio, se evalúa la clasificación del instrumento financiero híbrido tomado como un todo.

La NIIF 9 en gran medida conserva los requerimientos existentes de la NIC 39 para la clasificación y medición de los pasivos financieros.

La adopción de la NIIF 9 no ha tenido un efecto significativo sobre las políticas contables del Grupo relacionadas con los pasivos financieros.

La tabla a continuación y las notas adjuntas a continuación explican las categorías de medición originales bajo la NIC 39 y las nuevas categorías de medición bajo la NIIF 9 para cada clase de los activos financieros y pasivos financieros de la Compañía al 1 de enero de 2018.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

El efecto de la adopción de la NIIF 9 sobre el importe en libros de los activos financieros al 1 de enero de 2018 se relaciona únicamente con los nuevos requerimientos de deterioro.

<i>En miles de soles</i>	Clasificación original bajo NIC 39	Clasificación original bajo NIIF 9	Importes en libros original bajo la NIC 39	Nuevo importe en libros bajo la NIIF 9
Activos financieros				
Efectivo	Préstamos y cuentas por cobrar	Costo amortizado	37,716	37,716
Cuentas por cobrar comerciales	Préstamos y cuentas por cobrar	Costo amortizado	60,472	60,472
Otras cuentas por cobrar	Préstamos y cuentas por cobrar	Costo amortizado	28,564	28,564
Total activos financieros			126,752	126,752

<i>En miles de soles</i>	Clasificación original bajo NIC 39	Clasificación original bajo NIIF 9	Importes en libros original bajo la NIC 39	Nuevo importe en libros bajo la NIIF 9
Pasivos financieros				
Préstamos y obligaciones	Otros pasivos financieros	Otros pasivos financieros	37,956	37,956
Cuentas por pagar comerciales	Otros pasivos financieros	Otros pasivos financieros	81,616	81,616
Otras cuentas por pagar	Otros pasivos financieros	Otros pasivos financieros	116,024	116,024
Total pasivos financieros			235,596	235,596

iii. Transición

- La Empresa ha usado una exención que le permite no reexpresar la información comparativa de períodos anteriores en lo que se refiere a los requerimientos de clasificación y medición (incluido el deterioro).
- Se han realizado las siguientes evaluaciones sobre la base de los hechos y circunstancias que existían a la fecha de aplicación inicial
 - La determinación del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero.
 - La designación y revocación de las designaciones previas de ciertos activos financieros y pasivos financieros como medidos a VRCCR.

Si una inversión en un instrumento de deuda tenía un riesgo de crédito bajo a la fecha de aplicación inicial de la NIIF 9, la Compañía ha asumido que el riesgo de crédito del activo no había aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial.

5. Políticas Contables Significativas

La Empresa ha aplicado consistentemente las siguientes políticas contables a todos los períodos presentados en estos estados financieros, excepto que se señale lo contrario.

A. Instrumentos financieros

i. Reconocimiento y medición inicial

Los deudores comerciales e instrumentos de deuda emitidos inicialmente se reconocen cuando estos se originan. Todos los otros activos financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando la Empresa se hace parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Un activo financiero (a menos que sea un deudor comercial sin un componente de financiación significativo) o pasivo financiero se mide inicialmente al valor razonable más, en el caso de una partida no medida al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión. Un deudor comercial sin un componente de financiación significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

ii. Clasificación y medición posterior

Activos financieros – Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral- inversión en deuda, a valor razonable con cambios en otro resultado integral - inversión en patrimonio, o a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Empresa cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a valor razonable con cambios en resultados:

- Designado para ser medido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Una inversión en deuda es medida al valor razonable con cambios en otro resultado integral si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está designado para ser medido a valor razonable con cambios en resultados:

- Designado para ser medido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto obteniendo los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Empresa mantiene activos al costo amortizado tales como efectivo y equivalente al efectivo, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el reconocimiento inicial de una inversión de patrimonio que no es mantenida para negociación, la Empresa puede realizar una elección irrevocable en el momento del reconocimiento inicial de presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral. Esta elección se hace individualmente para cada inversión.

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral como se describe anteriormente, son medidos al valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los activos financieros derivados. En el reconocimiento inicial, la Empresa puede designar irrevocablemente un activo financiero que de alguna otra manera cumpla con el requerimiento de estar medido al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral como al valor razonable con cambios en resultados si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento contable que surgiría en otro caso.

Activos financieros - Evaluación del modelo de negocio: Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

La Compañía realiza una evaluación del objetivo del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero a nivel de cartera ya que este es el que mejor refleja la manera en que se gestiona el negocio y en que se entrega la información a la Gerencia. La información considerada incluye:

- Las políticas y los objetivos señalados para la cartera y la operación de esas políticas en la práctica. Estas incluyen si la estrategia de la Gerencia se enfoca en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un perfil de rendimiento de interés concreto o coordinar la duración de los activos financieros con la de los pasivos que dichos activos están financiando o las salidas de efectivo esperadas o realizar flujos de efectivo mediante la venta de los activos;
- Cómo se evalúa el rendimiento de la cartera y cómo este se informa al personal clave de la Gerencia de la Compañía;
- Los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio) y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos; y
- La frecuencia, el valor y el calendario de las ventas en períodos anteriores, las razones de esas ventas y las expectativas sobre la actividad de ventas futuras.

Las transferencias de activos financieros a terceros en transacciones que no califican para la baja en cuentas no se consideran ventas para este propósito, de acuerdo con el reconocimiento continuo de la Compañía de los activos.

Los activos financieros que son mantenidos para negociación o son gestionados y cuyo rendimiento es evaluado sobre una base de valor razonable son medidos al valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros - Evaluación de si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos del principal e intereses: Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

Para propósitos de esta evaluación, el 'principal' se define como el valor razonable del activo financiero en el momento del reconocimiento inicial. El 'interés' se define como la contraprestación por el valor temporal del dinero por el riesgo crediticio asociado con el importe principal pendiente durante un período de tiempo concreto y por otros riesgos y costos de préstamo básicos (por ejemplo, el riesgo de liquidez y los costos administrativos), así como también un margen de utilidad.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos del principal e intereses, la Compañía considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si un activo financiero contiene una condición contractual que pudiera cambiar el calendario o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpliría esta condición. Al hacer esta evaluación, la Compañía considera:

- Hechos contingentes que cambiarían el importe o el calendario de los flujos de efectivo;
- Términos que podrían ajustar la razón del cupón contractual, incluyendo características de tasa variable;
- Características de pago anticipado y prórroga; y
- Términos que limitan el derecho de la Empresa a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características sin recurso).

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal e intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para la cancelación anticipada del contrato. Adicionalmente, en el caso de un activo financiero adquirido con un descuento o prima de su importe nominal contractual, una característica que permite o requiere el pago anticipado de un importe que representa sustancialmente el importe nominal contractual más los intereses contractuales devengados (pero no pagados) (que también pueden incluir una compensación adicional razonable por término anticipado) se trata como consistente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimiento inicial.

Activos financieros – Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

Todos los otros activos financieros se reconocían inicialmente en la fecha de contratación cuando la entidad se hace parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Activos financieros – Medición posterior: Política aplicable antes del 1 de enero de 2018

La Empresa clasificaba los activos financieros no derivados en las categorías de préstamos y cuentas por cobrar y activos financieros disponible para la venta.

Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen el efectivo y equivalente al efectivo, las cuentas por cobrar comerciales, las otras cuentas por cobrar y las mantenidas con partes relacionadas. De acuerdo a las políticas establecidas por las Gerencias de la Empresa, los préstamos y cuentas por cobrar se registran a su valor nominal, netos de la correspondiente estimación por deterioro, sobre la base de análisis específicos por cada cliente.

El saldo de la estimación es revisado periódicamente para ajustar dicho saldo a niveles necesarios y poder cubrir pérdidas potenciales en la cartera de clientes, lo que será cargado a los resultados del ejercicio en el cual la Gerencia determine la necesidad de dicha estimación. Las cuentas incobrables se castigan cuando se identifican como tales.

Pasivos financieros – Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas

Los pasivos financieros se clasifican como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en resultados. Un pasivo financiero se clasifica al valor razonable con cambios en resultados si está clasificado como mantenido para negociación, es un derivado o es designado como tal en el reconocimiento inicial. Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados se miden al valor razonable y las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier gasto por intereses, se reconocen en resultados. Los otros pasivos financieros se miden posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas también se reconoce en resultados.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

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

Pasivos financieros

La Empresa da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. La Empresa también da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las condiciones nuevas al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y la contraprestación pagada (incluidos los activos que no son en efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

iv. Compensación

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

B. Deterioro de valor

i Activos financieros no derivados

Instrumentos financieros y activos del contrato - Política aplicable a partir del 1 de enero de 2018

La Empresa reconoce correcciones de valor para pérdidas crediticias esperadas por:

- Los activos financieros medidos al costo amortizado.

La Empresa mide las estimaciones de pérdida por un importe igual a las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo siguiente, que se mide al importe de las pérdidas crediticias esperadas de doce meses:

- Instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y
- Otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

Las estimaciones de pérdida por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato (de haber alguno) siempre se miden por un importe igual al de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida.

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial al estimar las pérdidas crediticias esperadas, la Empresa considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzos indebidos. Esta incluye información y análisis cuantitativos y cualitativos, basada en la experiencia histórica de la Empresa y una evaluación crediticia informada incluida aquella referida al futuro.

La Empresa asume que el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente si tiene una mora de más de 60 días.

La Empresa considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando:

- No es probable que el prestatario pague sus obligaciones crediticias por completo a la Empresa, sin recurso por parte de la Empresa a acciones como el corte del servicio de energía; o
- El activo financiero tiene una mora de 60 días o más.

Las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero.

Las pérdidas crediticias esperadas de nueve meses son la parte de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo que proceden de sucesos de incumplimiento sobre un instrumento financiero que están posiblemente dentro de los doce meses después de la fecha de presentación (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses).

El período máximo considerado al estimar las pérdidas crediticias esperadas es el período contractual máximo durante el que la Empresa está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las pérdidas crediticias esperadas

La Empresa mide las pérdidas crediticias esperadas de un activo financiero de forma que refleje un importe de probabilidad ponderada no sesgado que se determine mediante la evaluación de un rango de resultados posibles; el valor del dinero; y la información razonable y sustentable que está disponible sin costo o esfuerzo desproporcionado en la fecha de presentación sobre sucesos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras.

Activos financieros con deterioro crediticio

En cada fecha de reporte, la Empresa evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al valor razonable con cambios en otro resultado integral tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

Evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye los siguientes datos observables:

- Dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;
- Una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 60 días;
- La reestructuración de un préstamo o adelanto por parte de la Empresa en términos que este no consideraría de otra manera;
- Se está convirtiendo en probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- La desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

Presentación de la corrección de valor para pérdidas crediticias esperadas en el estado de situación financiera

Las correcciones de valor para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos.

Castigo

El importe en libros bruto de un activo financiero se castiga cuando la Empresa no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción del mismo. En el caso de los clientes individuales, la política de la Empresa es castigar el importe en libros bruto cuando el activo financiero tiene una mora de 10 años con base en la experiencia histórica de recuperaciones de activos similares. En el caso de los clientes empresa, la Empresa hace una evaluación individual de la oportunidad y el alcance del castigo con base en si existe o no una expectativa razonable de recuperación. La Empresa no espera que exista una recuperación significativa del importe castigado. No obstante, los activos financieros que son castigados podrían estar sujetos a actividades a fin de cumplir con los procedimientos de la Empresa para la recuperación de los importes adeudados.

Activos financieros no derivados - Política aplicable antes del 01 de enero de 2018

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

La evidencia objetiva de que los activos estaban deteriorados incluía:

- Mora o incumplimiento por parte de un deudor;
- Reestructuración de un monto adeudado a la Empresa en términos que la Empresa no consideraría en otras circunstancias;
- Indicios de que un deudor o emisor se declararía en banca rota;
- Cambios adversos en el estado de pago de prestatarios o emisores;
- Desaparición de un mercado activo para un instrumento debido a dificultades financieras; o
- Datos observables que indican que existía un descenso medible en los flujos de efectivo esperados de un grupo de activos financieros.

Para los activos financieros disponibles para la venta las pérdidas por deterioro se reconocían reclasificando las pérdidas acumuladas en la reserva de valor razonable a resultados. El importe reclasificado era la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable actual, menos cualquier pérdida por deterioro del valor de ese activo financiero previamente reconocido en el resultado del período. Si en un período posterior, el valor razonable de un instrumento de deuda clasificado como disponible para la venta se incrementaba, y este incremento podía ser objetivamente relacionado con un suceso ocurrido después de que la pérdida por deterioro de valor había sido reconocida en el resultado del período, tal pérdida se revertía en resultados del período; Las pérdidas por deterioro reconocidas en resultados para un instrumento de patrimonio clasificado como disponible para la venta no se revertían a resultados

ii Activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Empresa revisa los importes en libros de sus activos no financieros para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo. La plusvalía se prueba por deterioro cada año.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos son agrupados en el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo a partir de su uso continuo que son, en buena medida, independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o unidades generadoras de efectivo. La plusvalía surgida en una combinación de negocios es distribuida a las UGE o grupos de UGE que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor valor entre su valor en uso y su valor razonable, menos los costos de venta. El valor en uso se basa en los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener en el activo o la unidad generadora de efectivo.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el importe en libros de un activo o UGE excede su importe recuperable.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en resultados. Estas pérdidas se distribuyen en primer lugar, para reducir el importe en libros de cualquier plusvalía distribuida a la unidad generadora de efectivo y a continuación, para reducir el importe en libros de los demás activos de la unidad, sobre una base de prorrateo.

Una pérdida por deterioro del valor reconocida en la plusvalía no se revertirá. Para los otros activos, una pérdida por deterioro se revierte solo mientras el importe en libros del activo no exceda al importe en libros que podría haberse obtenido, neto de amortización o depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo.

C. Inventarios

Los inventarios están conformados por materiales, suministros y repuestos 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, netos de la estimación por desvalorización.

Los materiales y repuestos son valuados al costo o a su valor de reposición, el que resulte menor sobre la base del método promedio.

La Empresa constituye una estimación para desvalorización de materiales con cargo a los resultados del período en los casos en que el valor de libros excede su valor recuperable, sobre la base de un análisis técnico efectuado por la Gerencia que incluye las condiciones físicas del bien.

D. Propiedades, planta y equipo

i Reconocimiento y medición

Los elementos de propiedades, planta y equipo son medidos al costo, que incluye los costos por préstamos capitalizados, menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas.

Si partes significativas de un elemento de propiedades, planta y equipo tienen una vida útil distinta, se contabilizan como elementos separados (componentes significativos) de propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida procedente de la disposición de un elemento de propiedades, planta y equipo se reconoce en resultados.

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.

Las obras de electrificación que recibe del Ministerio de Energía y Mina (MEM) en calidad de transferencia, son consideradas como propiedades, planta y equipo a su valor de tasación, con abono al pasivo diferido que devengará durante el mismo plazo de la vida útil asignado a dichos activos. Por otro lado y en conexión con la normatividad de electrificación, la Empresa recibe subsidios del MEM para la ejecución de obras. La porción subsidiada es acreditada en el rubro "Ingresos diferidos" del estado de situación financiera, para su posterior reconocimiento como ingreso. Su valor de registro en el activo es del valor monetario desembolsado más el subsidio recibido.

ii Desembolso posteriores

Los desembolsos posteriores se capitalizan solo si es probable que la Empresa reciba los beneficios económicos futuros asociados con los costos.

iii Depreciación

La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta a tasas que estiman suficientes para absorber el costo al término de la vida útil de los bienes, tasas que 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 siguientes vidas útiles para el período actual y comparativo son utilizadas para calcular la depreciación:

	Años
Edificios y otras construcciones	Entre 33 y 80
Maquinaria y equipo	Entre 5 y 40
Unidades de transporte	Entre 8 y 16
Muebles y enseres	Entre 10 y 16
Equipos diversos	Entre 10 y 16

El valor residual, la vida útil y los métodos de depreciación son revisados y ajustados en caso sea apropiado, al final de cada año.

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.

E. Arrendamientos

i. Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento

Al inicio del acuerdo, la Empresa determina si el acuerdo es o contiene un arrendamiento. Al inicio o en la re-evaluación de un contrato que incluye un arrendamiento, la Empresa separa los pagos y demás contraprestaciones requeridas por el acuerdo, entre los relacionados con el arrendamiento y los relacionados con otros elementos, sobre la base de sus valores razonables relativos. Si la Empresa concluye para un arrendamiento financiero, que es impracticable separar con fiabilidad los pagos, reconocerá un activo y un pasivo por un mismo importe, igual al valor razonable del activo subyacente identificado; posteriormente, el pasivo se reducirá por los pagos efectuados, reconociendo la carga financiera imputada a dicho pasivo mediante la utilización de la tasa de interés incremental del endeudamiento del comprador.

ii. Activos arrendados

Los arrendamientos de propiedades, planta y equipo que transfieren a la Empresa sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad son clasificados como arrendamientos financieros.

Los activos arrendados se miden inicialmente a un importe igual al menor valor entre el valor razonable y el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento. Con posterioridad al reconocimiento inicial, los activos se contabilizan de acuerdo con la política contable aplicable al activo correspondiente.

Los activos mantenidos bajo otros arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos y no se reconocen en el estado de situación financiera de la Empresa.

iii. Pagos por arrendamiento

Los pagos realizados bajo arrendamientos operativos se reconocen en resultados en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Los incentivos por arrendamiento recibidos son reconocidos como parte integral del gasto total por arrendamiento durante el plazo de éste.

Los pagos mínimos por arrendamientos realizados bajo arrendamientos financieros son distribuidos entre la carga financiera y la reducción del capital de la obligación. La carga financiera total se distribuye entre los períodos que constituyen el plazo del arrendamiento, de manera que se obtenga una tasa de interés constante en cada período, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar.

F. Activos intangibles

i Reconocimiento y medición

Los activos intangibles tienen una vida útil finita son valorizados al costo menos la amortización acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro.

ii Desembolsos posteriores

Los desembolsos posteriores son capitalizados solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico relacionado con dichos desembolsos. Todos los otros desembolsos, incluyendo los desembolsos para generar internamente plusvalías y marcas, son reconocidos en resultados cuando se incurren.

iii Amortización

La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta con base en la vida útil estimada de los activos que ha sido estimada de 4 a 10 años.

La estimación sobre la vida útil se revisa periódicamente para asegurar que el período de amortización sea consistente con el patrón previsto de beneficios económicos de dichos activos.

G. Beneficios a los empleados

i Beneficios a corto plazo

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si la Empresa posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada con fiabilidad. En el caso de la Empresa, bajo esta clasificación se encuentran las remuneraciones, vacaciones por pagar, gratificaciones por pagar, compensación por tiempo de servicios y otros beneficios:

- Las remuneraciones por pagar constituyen el pago efectuado por la Empresa por el servicio laboral realizado.
- Las vacaciones anuales del personal y otras ausencias remuneradas se reconocen sobre la base del devengado.

- Las gratificaciones por pagar corresponden a dos sueldos adicionales al año. La Empresa determina el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes en Perú. Las gratificaciones se pagan en julio y diciembre de cada año.
- La compensación por tiempo de servicios del personal corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente. El monto de los derechos indemnizatorios por pagar a los empleados tiene que ser abonada en mayo y noviembre de cada año en las cuentas bancarias seleccionadas por los empleados. La compensación total anual por tiempo de servicios del personal es equivalente a un sueldo. La Empresa no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.
- La Empresa reconoce un bono a los empleados por concepto de desempeño, que se basa en la política de la Empresa. Este bono se paga a fin de año siempre y cuando los empleados alcancen los objetivos previamente determinados por la Empresa.
- Por otro lado, la Empresa otorga premios por antigüedad a sus empleados por cada período de cinco años trabajados (quinquenio), los cuales se calculan en base a un porcentaje de la remuneración vigente al término del período. La Empresa registra el gasto según el criterio del devengado y cualquier ganancia o pérdida se registra directamente en el estado de resultados integrales y otros resultados integrales.

ii. Planes post-empleo-beneficios definidos

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.

iii. Beneficios por terminación

La compensación por tiempo de servicios del personal corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente. El monto de los derechos indemnizatorios por pagar a los empleados tiene que ser abonada en mayo y noviembre de cada año en las cuentas bancarias seleccionadas por los empleados. La compensación total anual por tiempo de servicios del personal es equivalente a un sueldo. La Empresa no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

Los beneficios de terminación por despido arbitrario son reconocidos como gasto por la Empresa en el momento en que el empleado termina su vínculo laboral y es equivalente a un sueldo y medio por año laborado con un límite de hasta ocho años como tope indemnizatorio

Así también, las indemnizaciones por cese se reconocen en resultados cuando se pagan, es decir, cuando la relación laboral se ve interrumpida antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente su cese a cambio de estos beneficios

H. Capital en acciones

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

I. Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias incluye el impuesto a las ganancias corrientes y el impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales, excepto en la medida que se relacione con partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio. En este caso, el impuesto es reconocido en otros resultados integrales.

i Impuesto corriente

El impuesto corriente incluye el impuesto esperado por pagar o cobrar sobre el ingreso o la pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si existe alguna. Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de presentación. El impuesto corriente también incluye cualquier impuesto sugerido de dividendos.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

ii Impuesto diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales. Los impuestos diferidos no son reconocidos para:

- Las diferencias temporarias reconocidas por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afectó ni a la ganancia o pérdida contable o imponible;
- Las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que la Empresa pueda controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y probablemente no serán revertidas en el futuro; y
- Las diferencias temporarias imponibles que surgen del reconocimiento inicial de la plusvalía.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos tributarios y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en los planes de negocios para las subsidiarias individuales de la Empresa y la reversión de las diferencias temporarias. Si el importe de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuesto diferido, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias imponibles, con base en los planes de negocios de las subsidiarias individuales de la Empresa. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada período sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación del activo por impuestos diferidos.

El impuesto diferido debe medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporarias en el período en el que se reviertan usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación.

La medición de los impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Empresa espera, al final del período sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos. Para este propósito, se presume que el importe en libros de las propiedades de inversión medidas al valor razonable se recupera mediante la venta, y la Empresa no ha refutado esta presunción.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

J. Posiciones tributarias inciertas

La aceptabilidad de un tratamiento impositivo concreto según la legislación fiscal puede no ser conocida hasta que la autoridad fiscal correspondiente o los tribunales de justicia tomen una decisión en el futuro. Por consiguiente, una disputa o inspección de un tratamiento impositivo concreto por parte de la autoridad fiscal puede afectar la contabilización de una entidad del activo o pasivo por impuestos diferidos o corrientes.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad lo determinará de forma congruente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuestos a las ganancias.

Si una entidad concluye que no es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre.

Si un tratamiento impositivo incierto afecta a los impuestos corrientes e impuestos diferidos, una entidad realizará juicios y estimaciones congruentes sobre el impuesto corriente y el impuesto diferido.

Una entidad evaluará nuevamente un juicio o estimación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación. Una entidad reflejará el efecto de un cambio en los hechos y circunstancias o de nueva información como un cambio en una estimación contable.

K. Provisiones y contingencias

Las provisiones se reconocen cuando la Empresa tiene una obligación presente, legal o asumida, que resulta de eventos pasados que es probable que requiera la entrega de un flujo de recursos que involucren beneficios económicos para su liquidación y su monto se pueda estimar confiablemente.

Las provisiones se miden al valor presente de los desembolsos que se espera se requerirán para cancelar la obligación utilizando una tasa de interés antes de impuestos que refleje las actuales condiciones del mercado sobre el valor del dinero y los riesgos específicos para dicha obligación. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro "Gastos financieros".

No se reconocen provisiones para pérdidas operativas futuras.

Los pasivos contingentes no se reconocen en el estado de situación financiera. Estos se revelan en notas a los estados financieros, a menos que la posibilidad de que se desembolse un flujo económico sea remota. Los activos contingentes no se reconocen y sólo se revelan cuando es probable que generen ingreso de recursos.

L. Resultado operacional

El resultado operacional es el resultado generado por las actividades continuas principales que producen ingresos a la Empresa así como también por otros ingresos y gastos relacionados con las actividades operacionales. El resultado operacional excluye los costos financieros netos y los impuestos a las ganancias.

M. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se miden con base en la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. La Empresa reconoce los ingresos cuando transfiere el control sobre un bien o servicio a un cliente.

La siguiente tabla presenta información sobre la naturaleza y la oportunidad de la situación de las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyendo términos de pago significativos, y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos:

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Reconocimiento de ingresos bajo la NIIF 15 (a partir del 1 de enero de 2018)	Reconocimiento de ingresos bajo la NIC 18 (aplicable antes del 1 de enero de 2018)
Servicio de distribución de energía	<p>La Empresa efectúa la prestación del suministro de energía eléctrica a sus clientes bajo un marco regulatorio en el sector y satisface sus obligaciones de desempeño a medida en que se presta el servicio. Los servicios se facturan mensualmente con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.</p> <p>Conjuntamente con la facturación de la energía se procede a la facturación de un cargo fijo que esta reconocido en el pliego tarifario por sector típico.</p>	<p>Los ingresos por distribución de energía, se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio, sobre la base de la valorización de las lecturas cíclicas del medidor en forma mensual, independiente si se emitió o no la facturación de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p> <p>El ingreso por cargo fijo se reconoce como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio con un monto fijo por mes cuando se emite la facturación de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>	<p>Los ingresos por distribución de energía, se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio, sobre la base de la valorización de las lecturas cíclicas del medidor en forma mensual, independiente si se emitió o no la facturación de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p> <p>El ingreso por cargo fijo se reconoce como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio con un monto fijo por mes cuando se emite la facturación de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>
Venta de medidor más instalación	<p>La Empresa efectúa la venta e instalación del medidor y satisface su obligación de desempeño cuando los clientes obtienen el control e instalación del bien y su aceptación. La instalación del medidor es efectuada como máximo dentro del séptimo día calendario después de la suscripción del contrato y pago respectivo. Los precios de los medidores y su instalación tienen una contraprestación fija y única para ambas</p>	<p>Los ingresos se reconocen en un momento en el tiempo y en base a una facturación efectiva que es muy cercana al plazo máximo de atención de entrega del medidor e instalación regulado por el OSINERGMIN, siempre que los ingresos como los costos puedan medirse de manera confiable y la recuperación de la contraprestación del servicio fuera probable.</p> <p>No es aceptable la devolución del medidor por parte de los clientes debido a que estos bienes antes de ser</p>	<p>Los ingresos se reconocen en un momento en el tiempo y en base a una facturación efectiva que es muy cercana al plazo máximo de atención de entrega del medidor e instalación regulado por el OSINERGMIN, siempre que los ingresos como los costos puedan medirse de manera confiable y la recuperación de la contraprestación del servicio fuera probable.</p> <p>No es aceptable la devolución del medidor por parte de los clientes debido a que estos bienes antes de ser entregados</p>

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Reconocimiento de ingresos bajo la NIIF 15 (a partir del 1 de enero de 2018)	Reconocimiento de ingresos bajo la NIC 18 (aplicable antes del 1 de enero de 2018)
	obligaciones de desempeño y son fijados por OSINERGMIN. La facturación se emite en la recepción del pago por la venta e instalación del medidor.	entregados al cliente pasan por un proceso de control de calidad (contrastación efectuada por un tercero de acuerdo a norma regulatoria).	al cliente pasan por un proceso de control de calidad (contrastación efectuada por un tercero de acuerdo a norma regulatoria).
Servicio de alumbrado público	La Empresa efectúa la prestación de distribución de energía eléctrica a la población mediante el alumbrado público bajo un marco regulatorio en el sector y satisface sus obligaciones de desempeño a medida en que se presta el servicio. El consumo valorizado del alumbrado público se distribuye a los usuarios finales por escala de consumo con un corte mensual debido al proceso de facturación mensual de energía consumida. Los precios del servicio tienen una contraprestación fija y son regulados en base a escala de consumo por OSIGNERMIN. Los servicios se facturan mensualmente a los clientes conjuntamente con el servicio de suministro de energía; y con un plazo de pago de quince (15) días calendario, a partir de la fecha de su emisión.	Los ingresos por cargo por alumbrado público se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio, en base al consumo de alumbrado público y facturado a los clientes conjuntamente con la facturación mensual por venta de energía.	Los ingresos por cargo por alumbrado público se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio, en base al consumo de alumbrado público y facturado a los clientes conjuntamente con la facturación mensual por venta de energía.
Servicio de mantenimiento y reposición	La Empresa genera un ingreso mensual por el servicio de mantenimiento y reposición del equipo de medición y protección y su respectiva caja, de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicho ingreso cubre su	Los ingresos por el servicio de mantenimiento se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio. Los ingresos son de periodicidad mensual y se generan conjuntamente con los	Los ingresos por el servicio de mantenimiento se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio. Los ingresos son de periodicidad mensual y se generan conjuntamente con los servicios de suministros de energía eléctrica.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Reconocimiento de ingresos bajo la NIIF 15 (a partir del 1 de enero de 2018)	Reconocimiento de ingresos bajo la NIC 18 (aplicable antes del 1 de enero de 2018)
	<p>mantenimiento y permite su reposición en un plazo máximo de treinta (30) años. El ingreso por fondo de reposición del medidor se utiliza para cambiar el medidor en cualquier etapa de la vida útil del medidor instalado. Los precios del servicio tienen una contraprestación fija por sectores típicos y por nivel de tensión, en baja y media tensión; son regulados por OSINERGMIN. Los servicios se facturan mensualmente a los clientes conjuntamente con el servicio de suministro de energía; y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.</p>	<p>servicios de suministros de energía eléctrica.</p> <p>Los ingresos por el fondo de reposición de medidores se reconocen a lo largo del tiempo inicialmente como un ingreso diferido por el fondo de reposición y se reconocen como ingresos del período en la medida en que se reponen los medidores a los clientes.</p>	<p>Los ingresos por el fondo de reposición de medidores se reconocen a lo largo del tiempo inicialmente como un ingreso diferido por el fondo de reposición y se reconocen como ingresos del período en la medida en que se reponen los medidores a los clientes.</p>
<p>Servicio de corte y reconexión</p>	<p>La Empresa genera ingresos productos del corte y reconexión del servicio de energía eléctrica, el mismo que esta regulado en el sector. El corte del servicio se produce cuando el cliente incurre en más de dos meses de deuda. La facturación del servicio de corte y reconexión se genera conjuntamente con el suministro de energía después de haber efectuado el servicio de corte y reconexión. Los precios del servicio tienen una contraprestación fija y son estipulados por la regulación tarifaria vigente, el mismo que considera el tipo de corte</p>	<p>Los ingresos se reconocen en un momento en el tiempo cuando se emite la factura y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>	<p>Los ingresos se reconocen en un momento en el tiempo cuando se emite la factura y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Reconocimiento de ingresos bajo la NIIF 15 (a partir del 1 de enero de 2018)	Reconocimiento de ingresos bajo la NIC 18 (aplicable antes del 1 de enero de 2018)
Ingresos por peaje	<p>(ranurado, sin ranurar y en línea) y varia para la zona urbana o rural; y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.</p> <p>La Empresa genera ingresos por peaje por el uso de sus instalaciones por los clientes libres y regulados. Asimismo, genera ingresos por peaje por el uso de sus instalaciones por las empresas generadoras que les permite atender a sus clientes. La facturación del servicio a nuestros clientes se efectúa en forma disgregada conjuntamente con el suministro de energía y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión. La facturación del servicio a las empresas generadoras se realiza en base a la resolución de OSINERGMIN y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.</p>	<p>Los ingresos por peaje a clientes consumidores finales se reconocen a través del tiempo cuando se emite la factura por venta de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la empresa.</p> <p>Los ingresos por peaje a las empresas generadoras se reconocen en un momento del tiempo cuando se devenga el servicio, se emite la factura y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>	<p>Los ingresos por peaje a clientes consumidores finales se reconocen a través del tiempo cuando se emite la factura por venta de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la empresa.</p> <p>Los ingresos por peaje a las empresas generadoras se reconocen en un momento del tiempo cuando se devenga el servicio, se emite la factura y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>

N. Ingresos financieros y costos financieros

Los ingresos financieros y costos financieros de la Empresa incluyen lo siguiente:

- Ingreso por intereses;
- Gasto por intereses;
- Ingreso por dividendos;
- Ganancia o pérdida en moneda extranjera por activos financieros y pasivos financieros.

Ingreso o gasto por intereses reconocido usando el método del interés efectivo. El ingreso por dividendos es reconocido en resultados en la fecha en que se establece el derecho de la Empresa a recibir el pago.

La "tasa de interés efectiva" es la tasa que descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados durante la vida esperada del instrumento financiero a:

- El importe en libros bruto de un activo financiero; o
- El costo amortizado de un pasivo financiero.

Al calcular el ingreso y el gasto por intereses, se aplica la tasa de interés efectiva al importe en libros bruto del activo (cuando el activo no tiene deterioro crediticio) o al costo amortizado del pasivo. No obstante, para los activos financieros con deterioro crediticio posterior al reconocimiento inicial, el ingreso por intereses se calcula aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si el activo deja de tener deterioro, el cálculo del ingreso por intereses vuelve a la base bruta.

O. 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 una partida de gastos, se reconoce como ingresos sobre una base sistemática a lo largo de los períodos en los que La Empresa reconozca como gasto los costos relacionados que la subvención pretende compensar. Cuando la subvención se relaciona con un activo, ésta se registra en el rubro de "Ingresos diferidos" del estado de situación financiera y se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales 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 el estado de resultados y otros resultados integrales sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil estimada y el patrón de consumo del activo subyacente.

P. Moneda extranjera

Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de la Empresa en las fechas de las transacciones.

Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras a la fecha de presentación son reconvertidos a la moneda funcional a la tasa de cambio de esa fecha. Los activos y pasivos no monetarios que son valorizados al valor razonable en una moneda extranjera, son reconvertidos a la moneda funcional a la tasa de cambio a la fecha en que se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se midan en términos de costo histórico, se convertirán utilizando la tasa de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias en conversión de moneda extranjera generalmente se reconocen en resultados y se presentan dentro de los costos financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Q. Nuevos pronunciamientos contables que no han sido adoptados anticipadamente

Esta tabla incluye los cambios recientes a las NIIF que son de aplicación obligatoria por primera vez a partir de los períodos anuales iniciados al 1 de enero de 2018:

Nuevas normas o modificaciones	Fecha de vigencia:
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes.	
NIIF 9: Instrumentos financieros.	1 de enero 2018
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas.	

La Empresa adoptó estas enmiendas no generándose impactos significativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.

Las siguientes nuevas normas enmiendas e interpretaciones han sido emitidas con aplicación para períodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros:

Nuevas normas o modificaciones	Fecha de vigencia:
NIIF 16: Arrendamientos.	
CINIIF 23: Incertidumbre sobre tratamientos de impuestos.	1 de enero 2019
Modificación, Reducción o Liquidación de un Plan (Modificaciones a la NIC 19).	
Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual en las NIIF	1 de enero 2020

NIIF 16: Arrendamientos

Emitida norma introduce un modelo de reconocimiento de arrendamientos dentro del estado de situación financiera. Un arrendatario reconoce un activo por derecho de uso representado por el derecho de usar el activo subyacente y un pasivo representado por su obligación de hacer pagos por arrendamiento. Existen excepciones opcionales en la aplicación de esta norma para arrendamientos de corto plazo y bienes de bajo valor. La contabilidad para el arrendador permanece similar a la establecida por la norma de arrendamientos actual.

Esta norma reemplaza la NIC 17 *Arrendamientos*, CINIIF 4 *Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento*, Interpretación SIC-15 *Arrendamientos Operativos – Incentivos* y la Interpretación SIC-15 *Evaluación de la Esencia de las Transacciones que Adoptan la Forma Legal de un Arrendamiento*.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la adopción anticipada para compañías que apliquen NIIF 15 en o antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16.

La Empresa está en proceso de evaluación del impacto de esta norma, sin embargo, considera que no tendrá impacto material sobre sus estados financieros. En adición, la Empresa analizará sus contratos de servicios con base en los nuevos requerimientos de la NIIF 16.

CINIIF 23: Incertidumbre sobre tratamientos tributarios

Esta interpretación aclara cómo aplicar los requisitos de reconocimiento y medición en la NIC 12 cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos de impuesto a la renta. En tal circunstancia, una entidad reconocerá y medirá su activo o pasivo por impuestos corrientes o diferidos aplicando los requisitos de la NIC 12 basados en la ganancia fiscal (pérdidas fiscales), bases impositivas, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas determinadas según esta interpretación.

La interpretación es efectiva para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la adopción anticipada.

Marco conceptual para la información financiera

El Marco Conceptual describe el objetivo y los conceptos que se utilizan en la información financiera con propósito general.

El propósito del Marco Conceptual es ayudar al Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad a desarrollar NIIF que estén basadas en conceptos congruentes; asistir a los preparadores para desarrollar políticas contables congruentes cuando no es aplicable ninguna Norma a una transacción específica u otro suceso, o cuando una Norma permite una opción de política contable; y ayudar a todas las partes a comprender e interpretar las Normas.

El Marco Conceptual es efectiva para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero del 2020.

6. Valores Razonables y Administración de Riesgos

El efecto de la aplicación inicial de la NIIF 9 sobre los instrumentos financieros de la Empresa se describe en la Nota 4. Debido al método de transición escogido, no se ha reexpresado la información comparativa para reflejar los nuevos requerimientos, excepto por ciertos requerimientos de cobertura.

A. Clasificaciones contables y valores razonables

La tabla a continuación muestra los importes en libros y los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros, incluyendo sus niveles en la jerarquía del valor razonable. La tabla no incluye información para los activos financieros y pasivos financieros no medidos al valor razonable si el importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable.

<i>En miles de soles</i>	Valor			Valor razonable nivel 1
	Activos financieros al costo amortizados	Otros pasivos financieros	Total	
Valor en libros				
Al 31 de diciembre 2018				
Activos financieros no medidos a valor razonable				
Efectivo y equivalentes al efectivo	45,979	-	45,979	-
Cuentas por cobrar comerciales	70,108	-	70,108	-
Otras cuentas por cobrar (*)	36,633	-	36,633	-
	152,720	-	152,720	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable				
Préstamos y obligaciones	-	39,256	39,256	-
Cuentas por pagar comerciales	-	66,843	66,843	-
Otras cuentas por pagar (**)	-	128,873	128,873	-
	-	234,972	234,972	-

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

<i>En miles de soles</i>	Valor		Total	Valor razonable nivel 1
	Préstamos y cuentas por cobrar	Otros pasivos financieros		
Al 31 de diciembre 2017				
Efectivo y equivalentes al efectivo	37,716	-	37,716	-
Cuentas por cobrar comerciales	60,472	-	60,472	-
Otras cuentas por cobrar (*)	28,564	-	28,564	-
	126,752	-	126,752	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable				
Préstamos y Obligaciones	-	37,956	37,956	-
Cuentas por pagar comerciales	-	81,616	81,616	-
Otras cuentas por pagar (**)	-	116,024	116,024	-
	-	235,596	235,596	-

(*) No incluye impuestos por cobrar y anticipo.

(**) No incluye anticipos, pasivos estatutarios, ni impuestos.

B. Gestión de riesgo financiero

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

- Riesgo de crédito
- Riesgo de liquidez
- Riesgo de mercado

Marco de gestión de riesgos

La Gerencia de la Empresa es responsable por establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgo.

Las políticas de gestión de riesgo de la Empresa son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Empresa, a través de sus normas y procedimientos de gestión, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el que todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

La Gerencia de Administración y Finanzas supervisa la manera en que la Gerencia monitorea el cumplimiento de las políticas y los procedimientos de gestión de riesgo y revisa si el marco de gestión de riesgo es apropiado respecto de los riesgos enfrentados por la Empresa.

i. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta la Empresa si un cliente o contraparte en un instrumento financiero no cumple con sus obligaciones contractuales, y se origina principalmente de las cuentas por cobrar y depósito en banco.

Los importes en Libros de los activos financieros y activos del contrato representan la máxima exposición al riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

La exposición de la Empresa al riesgo de crédito se ve afectada principalmente por las características individuales de cada cliente. No obstante, la Gerencia también considera los factores que pueden afectar el riesgo de crédito de su base de clientes, incluyendo el riesgo de impago de la industria y del país.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la exposición al riesgo de crédito para los deudores comerciales y activos del contrato por tipo de contraparte fue la siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Clientes libres	954	1,377
Clientes regulados	81,462	70,833
Otros	10	13
	82,426	72,223

Depósitos en bancos

La Empresa mantiene efectivo principalmente en bancos que está calificada entre el rango A y A+ por miles de S/ 45,421 al 31 de diciembre de 2018 (miles de S/ 37,018 al 31 de diciembre de 2017).

El deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo ha sido medido sobre la base de la pérdida crediticia esperada de 12 meses y refleja los vencimientos de corto plazo de las exposiciones.

La Empresa considera que su efectivo y equivalentes al efectivo tienen un riesgo de crédito bajo con base en las calificaciones crediticias externas de las contrapartes.

ii. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Empresa tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros que son liquidados mediante la entrega de efectivo o de otros activos financieros. El enfoque de la Empresa para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de la Empresa.

Exposición al riesgo de liquidez

Los siguientes son los vencimientos contractuales restantes de los pasivos financieros a la fecha de presentación. Los importes se presentan brutos y no descontados, e incluyen los pagos de intereses contractuales y excluyen el impacto de los acuerdos de compensación.

<i>En miles de soles</i>	Menos de 1 año	Entre 1 - 2 años	Entre 2 - 5 años	Más de 5 años	Total
2018					
Préstamos y obligaciones	39,256	-	-	-	39,256
Cuentas por pagar comerciales	66,843	-	-	-	66,843
Otras cuentas por pagar	64,174	17,622	41,896	18,502	142,194
	170,273	17,622	41,896	18,502	248,293
2017					
Préstamos y obligaciones	37,793	163	-	-	37,956
Cuentas por pagar comerciales	81,616	-	-	-	81,616
Otras cuentas por pagar	47,165	46,455	14,302	16,367	124,289
	166,574	46,618	14,302	16,367	243,861

iii. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo en las tasas de cambio, tasas de interés o precios de las acciones, afecten los ingresos de la Empresa o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la gestión del riesgo de mercado es administrar y controlar las exposiciones a este riesgo dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

▪ **Riesgo de tipo de cambio**

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor razonable de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctuó por variaciones en los tipos de cambio. La Gerencia de Finanzas es la responsable de identificar, medir, controlar e informar la exposición al riesgo cambiario general de la Empresa. La posición corriente en moneda extranjera comprende los activos y pasivos que están expresados al tipo de cambio de la fecha del estado separado de situación financiera. Cualquier devaluación/revaluación de la moneda extranjera afecta el estado separado de resultados y otros resultados integrales.

Exposición al riesgo de tipo de cambio

Las partidas de activos y pasivos que la Empresa mantiene en moneda extranjera al 31 de diciembre, se resumen como sigue:

<i>En miles de dólares estadounidenses</i>	2018	2017
Activo		
Efectivo y equivalente al efectivo	22	149
Otras cuentas por cobrar	766	438
	788	587
Pasivo		
Cuentas por pagar comerciales	806	952
Otras cuentas por pagar	5,549	5,092
	6,355	6,044
Exposición neta del estado de situación financiera	(5,567)	(5,457)

Al 31 de diciembre de 2018, el tipo de cambio utilizado por la Empresa para el registro de los saldos en moneda extranjera ha sido lo publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras de Fondos de Pensiones de S/ 3.375 por US\$ 1 para los activos y pasivos, (S/ 3.240 por US\$ 1 para los activos y pasivos, al 31 de diciembre de 2017).

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 la Empresa registró una pérdida en cambio neta de miles de S/ 707 y una ganancia en cambio neto de miles S/ 691, respectivamente.

Análisis de sensibilidad

En caso exista una devaluación o revaluación del dólar estadounidenses en relación con el sol al 31 de diciembre de 2018 y de 2017 de 5% mayores/menores, y se mantengan todas las variables constantes, la ganancia neta antes de impuesto a las ganancias hubiera aumentado o disminuido como sigue:

<i>En miles de soles</i>	Resultado del período	
	Fortalecimiento	Debilitamiento
31 de diciembre 2018		
U.S. dollar (movimiento del 5%)	938	(938)
31 de diciembre 2017		
U.S. dollar (movimiento del 5%)	884	(884)

▪ **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 política de la Empresa es mantener financiamientos a tasas de interés fijas. Al respecto, la Gerencia considera que el riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus obligaciones no es importante debido a que la tasa de interés de sus contratos de financiamiento no difieren significativamente de las tasas de interés de mercado que se encuentran disponibles para la Empresa para instrumentos financieros similares.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

▪ **Riesgo de precio**

La Empresa no está expuesta a riesgos comerciales provenientes de cambios en los precios de compra de energía debido a que mantiene contratos en donde se fijan los precios y la energía contratada. Con respecto a los precios de venta de energía no se espera que estos fluctúen significativamente dado que los principales ingresos se encuentran en un mercado regulado. Las variaciones del costo de la energía comprada, es trasladado a través de las tarifas cobradas a los clientes.

7. Riesgo de Administración de Capital

La política de la Empresa es mantener una base de capital sólida de manera de conservar la confianza de los inversionistas, los acreedores y el mercado, y sustentar el desarrollo futuro del negocio. La Gerencia monitorea el retorno de capital y el nivel de dividendos pagados a los accionistas ordinarios.

La Empresa monitorea el capital usando un índice 'deuda neta' a 'patrimonio ajustado'. La deuda neta se calcula como los pasivos totales (como se muestran en el estado de situación financiera) menos el efectivo.

El patrimonio incluye todos los componentes del patrimonio.

El índice de deuda neta a patrimonio es el siguiente al 31 de diciembre de 2018 y de 2017:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Total pasivo	537,307	542,010
Menos: Efectivo	(45,979)	(37,716)
Deuda neta (a)	491,328	504,294
Capital total (b)	805,720	769,243
Índice deuda neta – patrimonio (a/b)	0.61	0.66

La variación del ratio de apalancamiento se debe principalmente al incremento y/o disminución de la deuda neta.

8. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Remesa en tránsito	558	698
Cuentas corrientes (a)	6,126	5,574
Depósitos a plazo (b)	39,295	31,444
	45,979	37,716

- (a) Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Empresa mantiene sus cuentas corrientes en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad y están depositados en bancos locales con una alta evaluación crediticia.
- (b) Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa mantiene un depósito a plazo en moneda nacional, que tiene vencimiento original menor a dos meses y devenga intereses a una tasa efectiva anual de 5.40 por ciento (al 31 de diciembre de 2017, mantuvo un depósito a plazo en moneda nacional, cuyo vencimiento fue menor a dos meses y devengó intereses a una tasa efectiva anual de entre 2.95 a 3.55 por ciento).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

De acuerdo con la información que suministrada por Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. la calidad de las instituciones financieras en las que se deposita el efectivo de la Empresa es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Depósitos en bancos		
Clasificación A+	3,236	3,355
Clasificación A	2,113	728
Clasificación B+	21	94
Clasificación B	756	1,397
	6,126	5,574
Depósitos a plazo		
Clasificación A+	39,295	16,234
Clasificación A	-	15,210
	39,295	31,444

9. Cuentas por Cobrar Comerciales

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Facturación por venta de energía a terceros (a)			
▪ Terceros		61,365	52,105
▪ Partes relacionadas	30.C	123	131
Energía entregada y no facturada (b)		6,855	6,208
Cuentas por cobrar por convenios (c)		1,765	2,028
Cuentas de cobranza dudosa		12,318	11,751
		82,426	72,223
Estimación para cuentas de cobranza dudosa		(12,318)	(11,751)
		70,108	60,472

Las cuentas por cobrar comerciales están denominadas en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses, excepto por lo mencionado en el párrafo (c) siguiente:

- (a) Corresponde a la fluctuación mensual en base a las lecturas cíclicas.
- (b) La energía entregada y no facturada, es la energía que se provisiona en los registros contables por las diferencias entre las fechas de cierres de facturación y la presentación de los estados financieros.
- (c) En el año 2018, se han reconocido ingresos por convenios de facilidades de pago sobre la facturación vencida, intereses y recargos por mora e intereses compensatorios por aproximadamente por miles de S/ 1,929 (aproximadamente por miles de S/ 2,559 durante el año 2017), los cuales se incluyen en el rubro "Ingresos financieros" del estado de resultados y otros resultados integrales (nota 28).

Información comparativa bajo NIC 39

Un análisis de la calidad crediticia de cuentas por cobrar comerciales que no estaban ni vencidos ni deteriorados y la antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales vencidos (deteriorados y no deteriorados) al 31 de diciembre de 2017, se presenta a continuación:

<i>En miles de soles</i>	No deteriorado	Deteriorado	Total
No vencido	42,440	-	42,440
Vencido			
Más de 30 días y hasta 60 días	13,748	1,767	15,515
Más de 60 días y hasta 180 días	3,795	2,740	6,535
Más de 180 días y hasta 240 días	489	403	892
Más de 240 días	-	6,841	6,841
	60,472	11,751	72,223

Evaluación de pérdida crediticia esperada para clientes al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2018

La Empresa usa una matriz de provisión para medir los ratios de pérdida crediticia esperada de sus cuentas por cobrar comerciales.

El cálculo se basa en la pérdida crediticia esperada a lo largo de la vida útil del instrumento y se emplean ratios históricos ajustados por condiciones macroeconómicas actuales y proyectadas. La metodología de cálculo adoptada por la Empresa se basa en identificar ratios de pérdidas en base a información de los períodos 2016 y 2017.

De acuerdo con los requerimientos de la NIIF 9, la Empresa reconoce una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas sobre los activos financieros. Por lo cual, la provisión por deterioro de cuentas por cobrar se estima como pérdida esperada y no como pérdida incurrida.

La siguiente tabla entrega información sobre la exposición al riesgo de crédito y las pérdidas crediticias esperadas para las cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2018:

<i>En miles de soles</i>	Tasa de pérdida promedio ponderada	Importe en libros bruto	Estimación de pérdida
No vencidos	1.20%	46,907	562
Vencidos entre 31 - 60 días	4.24%	19,824	841
Vencidos entre 61 - 180 días	27.06%	6,233	1,687
Vencidos entre 181 - 240 días	78.20%	818	640
Vencidos entre 241 - 360 días	90.59%	585	529
Vencidos más de 360 días	100%	8,059	8,059
		82,426	12,318

Movimientos en la provisión para las cuentas por cobrar comerciales

El movimiento en la provisión por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales durante el año fue el siguiente.

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Saldo al 1 de enero	11,751	8,901
Adiciones	2,099	3,863
Recuperos	(1,532)	(1,013)
Saldo al 31 de diciembre	12,318	11,751

10. Otras Cuentas por Cobrar

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Parte corriente			
Retenciones judiciales y arbitrales (a)		9,497	3,963
Partes relacionadas	30.C	6,187	7,279
Crédito fiscal del impuesto general a las ventas		1,600	5,228
Mecanismo de compensación tarifa eléctrica residencial – MCTER (b)		5,548	3,787
Peaje de líneas de transmisión (c)		5,430	2,493
Fondo de Inclusión Social Energético- FISE (d)		847	904
Cuentas por cobrar por generación térmica (e)		1,969	2,825
Anticipos otorgados para adquisición de bienes (f)		1,766	1,715
Alquiler de postes (g)		2,022	1,634
Fondo de Compensación Social Eléctrica- FOSE (h)		904	3,771
Interese, moras y gastos por cobrar		368	345
Adelantos y préstamos al personal		137	942
Penalidades		1,672	285
Otros		3,826	1,704
Cuentas de cobranza dudosa		8,279	7,522
		47,875	42,825
Estimación de deterioro de otras cuentas por cobrar		(8,279)	(7,522)
		39,596	35,303
Parte no corriente			
Otras cuentas por cobrar		404	204
		40,000	35,507

- (a) Corresponde a embargos en forma de retención principalmente por miles de S/ 4,777 y S/ 1,650 por un proceso interpuesto por Engineering Service Corporation S.A.C. y miles de Montrealex S.A.C. De acuerdo a la opinión de los asesores legales, la Empresa obtiene resultados favorables en estos procesos y se procederá a levantar el embargo.
- (b) Mediante Ley N° 30468 se creó el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER) destinado a compensar, con los recursos del FISE que habilite anualmente el Ministerio de Energía y Minas en el Programa Anual de Promociones, los cargos de energía y cargos fijos de aquellos sistemas eléctricos donde dicho mecanismo sea aplicable; la Ley estableció que OSINERGMIN determine trimestralmente los montos que el Administrador del FISE deberá transferir cada mes del trimestre a las distribuidoras eléctricas que aplican el MCTER.
- (c) Corresponde a la facturación emitida a las generadoras que utilizan las redes de transmisión de la Empresa para poder atender a sus clientes.
- (d) Corresponde a las cuentas por cobrar a OSINERGMIN por la administración, en la zona de concesión de La Empresa, del mecanismo de política de inclusión social del Estado destinado a expandir la frontera energética en los segmentos vulnerables de la población mediante la promoción para el acceso al Gas Licuado de Petróleo (GLP), dando aplicación a la distribución del vale de descuento FISE.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

- (e) En virtud del Decreto de Urgencia N° 037-2008 - Medidas Necesarias para Asegurar el Abastecimiento Oportuno de Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Nacional - SEIN, se establecen disposiciones necesarias para asegurar, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN, por lo que durante el ejercicio 2013, OSINERGMIN emitió una resolución ministerial, por la cual se responsabiliza y ordena a La Empresa a transmitir energía eléctrica a Ayacucho, según Resolución Ministerial N° 534-2012-MEM/DM, debido a la imposibilidad que las Empresas generadoras brinden energía a dicha zona; asimismo, los gastos generados por el servicio brindado (alquiler de generador térmico, combustible, mano de obra, entre otros gastos menores) serán reportados a OSINERGMIN para que éste los distribuya mediante resoluciones ministeriales que indiquen qué empresa generadora los reembolsará. Al 31 de diciembre de 2018, el importe por distribuir asciende a miles de S/ 1,969 aproximadamente (en miles de S/ 2,825, aproximadamente, al 31 de diciembre de 2017).
- (f) Corresponde a anticipos otorgados a proveedores de servicios comerciales y administrativos, los cuales serán aplicados en el corto plazo.
- (g) Corresponde a las cuentas por cobrar por alquiler de postes que forman parte de la red de distribución eléctrica a favor de terceros para el tendido de sus cables e instalación de equipos.
- (h) Corresponde al importe facturado a las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A., Enel Distribución Perú S.A.A., Electro Ucayali, Coelvisac, por el subsidio otorgado a usuarios con consumos menores a 100 kWh, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 27510 del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

El movimiento de la estimación por deterioro de otras cuentas por cobrar durante los años 2018 y de 2017 fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Saldos iniciales	7,522	7,421
Adiciones	757	101
	8,279	7,522

En opinión de la Gerencia de La Empresa, la estimación por deterioro de otras cuentas por cobrar, al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, cubre adecuadamente el riesgo de crédito de éstas partidas a esas fechas.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

11. Inventarios

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Materiales auxiliares, suministros y repuestos		21,284	15,652
Combustible y lubricantes para generación		136	35
		21,420	15,687
Estimación para desvalorización de inventarios		(927)	(293)
		20,493	15,394

Los materiales auxiliares, suministros y repuestos, están compuestos por elementos utilizados para la operatividad y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

El movimiento de la estimación para desvalorización de inventarios durante los años 2018 y 2017 fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Saldos iniciales		293	394
Adiciones	22	732	126
Recuperos	27	(98)	(227)
Saldos finales		927	293

La estimación para desvalorización de inventarios ha sido determinada sobre la base de estudios técnicos y, en opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de inventarios al 31 de diciembre de 2018 y de 2017.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2018 y de 2017

12. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación, se presenta el movimiento y la composición del costo y depreciación acumulada por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y de 2017:

En miles de soles	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y equipo	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Unidades de reemplazo	Obras en curso	Total
Costo									
Saldo al 1 enero de 2017	6,030	105,352	1,228,511	11,242	2,356	18,286	7,045	215,522	1,594,344
Adiciones	-	154	6,499	-	45	362	-	82,321	89,381
Transferencias	-	202	67,956	-	-	973	-	(69,182)	(51)
Retiros y/o ajustes	-	-	(176)	(49)	-	-	451	133	359
Saldo al 31 de diciembre de 2017	6,030	105,708	1,302,790	11,193	2,401	19,621	7,496	228,794	1,684,033
Adiciones	-	109	870	388	68	3	13,352	60,631	75,421
Transferencias	-	3,489	95,301	-	51	832	-	(99,673)	-
Transferencias de activos intangibles	-	-	-	-	-	1,084	-	-	1,084
Retiros y/o ajustes	-	-	(10,065)	-	(53)	(160)	(4,293)	(11,367)	(25,958)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	6,030	109,306	1,388,876	11,581	2,467	21,380	16,555	178,385	1,734,580
Depreciación acumulada									
Saldo al 1 de enero de 2017	-	40,463	415,335	8,262	1,798	12,328	-	1,013	479,199
Adiciones	-	2,660	44,298	773	66	1,025	88	1,985	50,895
Transferencias	-	6	940	-	-	-	-	(946)	-
Retiros y/o ajustes	-	-	(59)	(620)	-	-	-	(68)	(747)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	-	43,129	460,514	8,415	1,864	13,353	88	1,984	529,347
Adiciones	-	2,021	45,779	838	74	1,201	-	2,696	52,609
Transferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros y/o ajustes	-	-	(6,978)	(119)	(49)	(156)	(44)	(2,774)	(9,120)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	45,150	500,315	9,134	1,889	14,398	44	1,906	572,836
Importe en libros									
Al 1 de enero de 2017	6,030	64,889	813,176	2,980	558	5,958	7,045	214,509	1,115,145
Al 31 de diciembre de 2017	6,030	62,579	842,276	2,778	537	6,268	7,408	226,810	1,154,686
Al 31 de diciembre de 2018	6,030	64,156	888,561	2,447	578	6,982	16,511	176,479	1,161,744

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

- (a) Al 31 de diciembre de 2018, los edificios y otras construcciones y maquinaria y equipo incluyen obras de electrificación rural por un costo neto de miles de S/ 179,821 (en miles de S/ 187,120 al 31 de diciembre de 2017) que fueron transferidos por el MEM en concordancia con la Ley N°28749, Ley de Electrificación Rural y su Reglamento D.S. 025-2007-EM (nota 17).

Asimismo, durante el 2018, la Empresa activó los siguientes proyectos

<i>En miles de soles</i>	2018
Proyecto	
Ampliación de redes inmediatas de MT y BT en el ámbito de Electrocentro (OM4 y OM5) y Contribuciones reembolsables.	7,468
MEM - Mejoramiento de las redes de MT, BT y Conexiones Domiciliarias de los Pequeños Sistemas Eléctricos Cangallo I, II y III Etapas en las provincias de Cangallo, Vilcashuamán, Víctor Fajardo y Huancasancos de la Región Ayacucho – Partes I, II y III.	5,313
Ampliación de Redes Primarias y Secundarias por Demanda XXVII – UU.NN. Tarma, Pasco y Huánuco.	4,818
Ampliación de R.P y R. S. por Demanda XXV - U.N. Huancayo y SEM Valle Mantaro	4,750
Ampliación de Redes Primarias y Secundarias por Demanda XXVI - UU.NN. Ayacucho y Huancavelica.	4,323
Ampliación de Redes MT y BT Eje de Desarrollo IV Parte U.N. Selva Central y clientes mayores 2017	3,820
Mejoramiento de Redes de MT y BT de 12 Localidades del Valle de Yacus - Jauja SEM Valle Mantaro.	3,792
Adquisición de transformadores de potencia para el PIT 2017-2021 de Electrocentro	3,688
Instalación del servicio de energía eléctrica en zona urbana marginal de Pichari capital, distrito de Pichari- La Convención – Cusco.	3,218
Mejora de obras del MEM - Transferencia Art. 53 LGER.	2,104
Otros	17,337
	60,631

- (b) Las unidades de reemplazo incluyen postes, tableros, transformadores y otros bienes que constituyen componentes importantes de los activos una vez que están instalados.
- (c) Las obras en curso corresponden principalmente, a los proyectos de ampliación y remodelación de redes eléctricas y adquisición de equipos. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, existen obras en curso en arbitraje por un valor en libros en miles de S/ 26,503.
- (d) La Empresa no tienen propiedades, planta y equipo que se encuentren garantizando el cumplimiento de obligaciones, tampoco posee compromisos para la adquisición de propiedades, planta y equipo.
- (e) La Empresa mantiene seguros vigentes sobre sus principales activos, de conformidad con las políticas establecidas por la Gerencia. En opinión de la Gerencia, sus políticas de seguros son consistentes con la práctica internacional en la industria.
- (f) Los retiros realizados en el año 2018 y 2017 corresponden principalmente a la baja de activos que no se encontraban en uso como son centrales térmicas, transformadores, interruptores, turbinas y otros grupos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

(g) Los gastos de depreciación han sido distribuidos de la siguiente forma:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	51,271	48,942
Gastos de venta	23	854	1,455
Gastos de administración	24	484	498
		52,609	50,895

(h) La Gerencia efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus propiedades, planta y equipo, y no ha encontrado indicios de deterioro en el valor de los mismos.

13. Préstamos y Obligaciones

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Parte corriente			
Pagarés (a)		38,718	18,133
Préstamos de accionistas	30.C	-	19,575
Arrendamiento financiero (*)		187	85
		38,905	37,793
Parte no corriente			
Arrendamiento financiero (*)		351	163
		351	163

(*) No se ha considerado necesario la revelación de los pagos mínimos futuros de arrendamiento, intereses y valor presente de los pagos mínimos de los arrendamientos debido a que su monto no es muy relevante.

(a) Comprende lo siguiente

<i>En miles de soles</i>	Moneda de origen	Tasa anual %	Fecha de vencimiento	Importe original		Saldo total	
				2018	2017	2018	2017
Interbank	S/	2.59	14/04/2019	8,000	-	2,710	-
Interbank	S/	2.69	18/04/2019	8,000	-	2,690	-
Interbank	S/	2.67	21/07/2018	8,000	-	2,690	-
Scotiabank Perú S.A.A.	S/	2.75	29/05/2018	7,300	-	3,066	-
Banco de Crédito	S/	3.55	20/06/2019	8,000	-	4,000	-
Scotiabank Perú S.A.A.	S/	3.30	24/06/2019	8,000	-	4,034	-
Scotiabank Perú S.A.A.	S/	3.30	26/06/2019	7,000	-	3,528	-
Banco de Crédito	S/	4.37	23/12/2019	8,000	-	8,000	-
Banco de Crédito	S/	4.37	23/12/2019	8,000	-	8,000	-
Interbank	S/	5.21	28/02/2018	-	8,000	-	1,364
Interbank	S/	5	26/03/2018	-	8,000	-	2,040
Interbank	S/	4.9	21/04/2018	-	8,000	-	2,718
Banco de Crédito	S/	4.85	23/04/2018	-	8,000	-	2,673
Scotiabank Perú S.A.A.	S/	5	30/04/2018	-	7,000	-	2,372
BBVA Banco Continental S.A.	S/	4.49	31/05/2018	-	8,000	-	4,045
Banco de Crédito	S/	4.47	28/05/2018	-	7,000	-	2,921
				70,300	54,000	38,718	18,133

Los pagarés bancarios están denominados en soles y han sido obtenidos, principalmente, para capital de trabajo y financiamiento de los planes de inversión de la Empresa, no tienen garantías específicas, restricciones para su utilización, ni condiciones que la Empresa deba cumplir.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENRO
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2018 y de 2017

Conciliación entre cambios en los pasivos y flujos de efectivo surgidos de actividades de financiación

En miles de soles	Nota	Pasivo	
		Préstamos y obligaciones	Cuentas por pagar MEM
Saldo al 1 de enero de 2017		65,442	26,079
Cambios por flujos de efectivo de financiamiento			
Cobros procedentes de préstamos y obligaciones		72,700	-
Pago de préstamos		(100,186)	-
Aporte de Capital FONAFE		-	16,304
Aporte de Dinero MEM		-	-
Dividendo pagado		-	-
Total cambio por flujos de efectivo de financiamiento		(27,486)	16,304
Otros cambios relacionados con pasivos			
Gastos por intereses	29	3,724	-
Pago de intereses		(3,724)	-
Total otros cambios relacionados con pasivos		-	-
Resultado del período		-	-
Transferencia a reserva legal		-	-
Total otros cambios relacionados con patrimonio		-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017		37,956	42,383
Saldo al 1 de enero de 2018		37,956	42,383
Cambios por flujos de efectivo de financiamiento			
Cobros procedentes de préstamos y obligaciones		100,900	-
Pago de préstamos		(99,600)	-
Aporte de Dinero MEM		-	13,076
Dividendo pagado		-	-
Total cambio por flujos de efectivo de financiamiento		1,300	13,076
Otros cambios relacionados con pasivos			
Gastos por intereses	29	2,768	-
Pago de intereses		(2,768)	-
Otros		-	28
Total otros cambios relacionados con pasivos		-	28
Aporte de Capital en efectivo		-	-
Resultado del período		-	-
Transferencia a reserva legal		-	-
Total otros cambios relacionados con patrimonio		-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018		39,256	55,487

Patrimonio	Capital emitido	Resultados acumulados	Total
-	-	-	72,700
-	-	-	(100,186)
39,435	-	-	39,435
-	-	-	16,304
-	-	(78,870)	(78,870)
39,435	(78,870)	(78,870)	(50,617)
-	-	-	3,724
-	-	-	(3,724)
-	-	-	-
-	-	95,485	95,485
-	-	(8,764)	(8,764)
-	-	86,721	86,721
589,227	129,373	129,373	789,939
589,227	129,373	-	789,939
-	-	-	100,900
-	-	-	(99,600)
-	-	-	13,076
-	-	(85,936)	(85,936)
-	(85,936)	(85,936)	(71,560)
-	-	-	2,768
-	-	-	(2,768)
-	-	-	28
-	-	-	28
7,787	-	-	7,787
-	-	121,411	121,411
-	-	(9,548)	(9,548)
7,787	111,863	111,863	119,650
597,014	155,300	155,300	847,057

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

14. Cuentas por Pagar Comerciales

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Facturas por pagar:			
- Terceros		36,986	40,640
- Partes relacionadas	30.C	12,862	19,129
Facturas por emitir:			
- Compra de energía		13,846	17,062
- Compra de bienes y servicios		3,149	4,785
		66,843	81,616

Las cuentas por pagar comerciales, se originan principalmente por adquisición de energía y suministros y corresponden a facturas emitidas por proveedores nacionales, están denominadas principalmente en moneda nacional, tienen vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas por cumplimiento de pago.

15. Otras Cuentas por Pagar

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Parte corriente			
Partes relacionadas	30.C	9,054	8,589
Fondo de compensación Social Eléctrica- NTCSE (a)		28,409	26,152
Laudos arbitrales por pagar (b)		6,656	7,314
Contribuciones reembolsables (c)		2,435	6,888
Depósitos en garantía (d)		2,731	3,175
Impuesto a las ganancias		9,357	5,003
Provisión por programa médico familia		1,822	1,810
Tributos y contribuciones sociales (e)		2,127	1,380
Reclamaciones de terceros		568	2,092
Otros (f)		5,046	3,136
		68,205	65,539
Parte no corriente			
Partes relacionadas	30.C	18,502	16,367
Transferencias dinerarias MEM (g)		55,487	42,383
		73,989	58,750

(a) Corresponde al registro que realiza la Empresa en aplicación del Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, cuyo objetivo es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios, a fin de cubrir interrupciones de energía inesperadas y programadas pendientes de pago.

(b) Los laudos arbitrales corresponden a resoluciones dictadas en contra de la Empresa que generan obligaciones por pagar TALES como Casas Ingenieros por miles de S/ 1,678, Montrealex por miles de S/ 2,200, Ensecor por miles de S/ 1,818, Hiran ABI por miles de S/ 61 y Ceba por miles de S/ 1 599 (en el 2017 corresponde a Casas S/ 1,636, CEBA S/ 1,599 Hiran Abi S/ 61, Montrealex S/ 2,200 y Ensecor S/ 1,818).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

- (c) Comprende el saldo de las contribuciones por pagar correspondiente a los proyectos eléctricos de ampliación del sistema de distribución hasta el punto de entrega, ejecutados por asociaciones de viviendas, urbanizaciones, gobiernos locales, entre otros, dentro del marco de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Resolución Ministerial N° 346-96-EM/NME.

Por estas obligaciones se devengan intereses a una tasa de interés promedio entre las tasas activas y pasivas promedio en moneda nacional publicadas por la Superintendencia de Banca y Seguros, de acuerdo con el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- (d) Los depósitos en garantía corresponden a pagos a cuenta de los usuarios por sus recibos de energía, los mismos que se aplicaran en futuros recibos.
- (e) Corresponde a tributos y contribuciones por pagar relacionadas a impuestos del gobierno central, tales como contribuciones a instituciones públicas, contribuciones a AFP, contribuciones municipales, entre otros.
- (f) Corresponde principalmente, a los aportes por Ley N° 28749, cuentas por pagar al personal, retenciones judiciales, anticipos de clientes, depósitos en garantía entre otras.
- (g) Comprende transferencias de recursos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) destinados a implementar mejoras en obras ejecutadas por la DGER:

<i>En miles de soles</i>	2018
Proyecto	
Implementación de equipos de protección y accesorios sistema eléctrico Aucayacu, Huanta Rural, Tablachaca, Valle Mantaro 1,3 y 4; Junín, Pasco, Chanchamayo, Yaupi	25,624
Instalación del sistema de electrificación rural en 11 comunidades del centro poblado de Natividad y centro poblado Mantaro, distrito de Pichari - La Convención – Cusco	4,539
Mejoramiento y ampliación del servicio de electrificación rural en la localidad de Mantaro distrito de Pichari - la convención – Cusco	2,950
Instalación de servicios de energía eléctrica en la zona urbano marginal de Pichari - capital, distrito de Pichari - la convención – Cusco	6,764
Mejoramiento e instalación del servicio de energía eléctrica en las comunidades de Unión Tarancato Alto, Pedro Ruiz Gallo y nueva generación distrito de Pichari - la Convención Cusco	2,051
Mejoramiento de las redes de MT, BT y conexiones domiciliarias de los pequeños sistemas eléctricos Cangallo I, II y III etapas en las provincias de Cangallo, Vilcashuamán, Víctor Fajardo y Huancasancos de la región Ayacucho – partes II y III	13,076
Saldo de obras de suministro y montaje de reconectores y reguladores de tensión en el sector rural del sistema eléctrico Tarma Chanchamayo - Electrocentro Implementación de equipos de protección y regulación de tensión Sistema Eléctricos en el ámbito de Electrocentro; suministro y montaje de reconectores señalizadores de falla y reguladores de tensión en los sistemas eléctricos en el ámbito de Electrocentro	483
	55,487

Al 31 de diciembre 2018 y de 2017, la Empresa ha ejecutado el importe en miles de S/ 18,536 y S/ 1,975, respectivamente, que se encuentran registradas en Obras en Curso de las propiedades, planta y equipo.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

16. Beneficios a los Empleados

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Parte corriente		
Beneficios a corto plazo		
Participaciones de los trabajadores en las utilidades	8,957	7,325
Vacaciones por pagar	2,554	2,207
Administración de fondo de pensiones	167	179
Provisión de impuestos por vacaciones	369	94
Bono de desempeño (b)	4,650	2,849
Beneficios por terminación		
Compensación por tiempo de servicios	317	308
Plan de beneficios definidos		
Provisión pensionistas Ley N° 20530 (a)	649	644
Otros beneficios a largo plazo		
Bonificación por tiempo de servicio (c)	-	89
	17,663	13,695
Parte no corriente		
Plan de beneficios definidos		
Provisión pensionistas Ley N° 20530 (a)	5,186	5,379
Otros beneficios a largo plazo		
Bonificación por tiempo de servicio (c)	683	498
	5,869	5,877

(a) Corresponde a la provisión de un bono para sus trabajadores sobre la base del cumplimiento de indicadores y metas establecidas en el Convenio de Gestión suscrito entre la Empresa y FONAFE.

(b) 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 efectuados a los pensionistas y al final de año es ajustado de acuerdo al cálculo actuarial efectuado por la Oficina de Normalización Provisional (ONP).

Movimiento en el pasivo por el Plan de beneficios definidos

La tabla a continuación muestra la conciliación entre los saldos iniciales y los saldos finales del pasivo por el Plan de beneficios definidos.

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Saldo inicial	6,023	6,220
Incluido en el resultado del período		
Costo del servicio presente	752	742
Gastos por intereses	266	275
Pérdida actuarial	(548)	(571)
Beneficios pagados	(658)	(643)
Saldo final	5,835	6,023

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

Supuestos Actuariales

- Las tablas de mortalidad que se utilizan en los cálculos actuariales, son las tablas peruanas aprobadas por la SBS mediante RM N° 757-2006-EF/15 y modificadas mediante RM N° 146-2007-EF/15 y las tablas de mortalidad chilenas aprobadas mediante Resolución N° 309-93-SBS, definidas como:
 - SP-2005 cuando se trata de titular.
 - SP-2005 cuando se trata de beneficiarios.
 - MI-85-H y MI-85-M cuando se trata de una persona inválida, sea éste hombre o mujer, respectivamente.
 - Se aplica la tasa de interés técnico anual de 4.67 % aplicada en soles para la conmutación de las tablas de mortalidad.
 - El cálculo de las reservas pensionarias para pensionistas y/o probables contingencias ha sido realizado con un monto máximo de pensión equivalente a 2 (dos) Unidades Impositivas Tributarias (UIT).
- (c) De acuerdo al Acta de Solución del Convenio colectivo del año 2012, la Empresa acordó otorgar cada 5 años de servicio una bonificación por tiempo de servicio de la siguiente manera:

Al cumplir	Sobre la remuneración básica
Cinco (5) años	25%
Diez (10) años	50%
Quince (15) años	75%
Veinte (20) años	100%
Veinticinco (25) años	125%
Treinta (30) años a más quinquenios	150%

17. Ingresos Diferidos

Comprende lo siguiente:

En miles de soles	Nota	2018	2017
Parte corriente			
Obras de Electrificación Rural – MEM (a)		7,299	7,299
Subsidios recibidos del FONCUR (b)		5,446	2,688
		12,745	9,987
Parte no corriente			
Obras de Electrificación Rural – MEM (a)		172,522	179,821
Subsidios recibidos del FONCUR (b)		66,082	74,426
		238,604	254,247
		251,349	264,234

- (a) Comprende principalmente a las transferencias de obras de electrificación rural recibidos del MEM.
- (b) Corresponde a los subsidios otorgados por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) a través de los Fondos Concursables (FONCUR), para la ejecución de obras de electrificación rural. Para la ejecución de estas obras, el Estado subsidia aproximadamente el 90% y la Empresa asume el 10%.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

El movimiento de los subsidios de Obras de Electrificación y de FONCUR de los años 2018 y 2017, se muestra a continuación:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Saldo iniciales		264,234	241,837
Adiciones (a)		-	32,385
Deducciones (b)	27	(12,745)	(9,946)
Otros		(140)	(41)
Saldos finales		251,349	264,234

- (a) Las adiciones del 2017 corresponden principalmente a las nuevas obras de electrificación rural (subsidios recibidos de FONCUR) a través de los contratos de subsidios suscritos con el MEM, y en menor medida, a los convenios que la Empresa tiene con algunas municipalidades.
- (b) Corresponden a la transferencia a otros ingresos por la depreciación de los subsidios de obras de Electrificación Rural y de las obras de FONCUR.

Las subvenciones del gobierno, reconocidas como ingreso diferido, están siendo amortizadas durante la vida útil del activo subyacente.

18. Provisiones

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Procesos OSINERGMIN (a)		9,384	8,659
Procesos laborales (b)		2,548	2,814
Procesos civiles		1,615	2,670
Procesos arbitrales		-	200
Provisión Diversos		585	-
		14,132	14,343

Este rubro comprende la mejor estimación de las obligaciones según la NIC 37 sobre situaciones derivadas de procesos judiciales, tributarios, laborales, entre otros.

- (a) Corresponden a multas impuestas por OSINERGMIN a la Empresa en años anteriores, las cuales se encuentran en proceso de reclamación.
- (b) Corresponde a los montos estimados de las pretensiones de juicios calificados como probables. La Empresa ha recibido, desde años anteriores, demandas de ex trabajadores, personal tercerizado y otros, quienes solicitan actualización de remuneraciones y beneficios salariales, incorporación en las nóminas de la Empresa y otras pretensiones que se vienen litigando en el fuero correspondiente.

En opinión de la Gerencia de la Empresa y de sus asesores legales, excepto por lo mencionado anteriormente, no existen juicios ni demandas importantes pendientes de resolver, u otras contingencias probables en contra de la Empresa al 31 de diciembre de 2018 y de 2017.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

El movimiento de las provisiones fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Saldos iniciales		14,343	11,395
Adiciones (c)		4,555	4,668
Pagos		(2,240)	(1,493)
Recuperos	27	(2,484)	(192)
Otros		(42)	(35)
Saldos finales		14,132	14,343

(c) Las subvenciones del gobierno, reconocidas como ingreso diferido, están siendo amortizadas durante la vida útil del activo.

Las adiciones del año se encuentran distribuidas de la siguiente forma:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	2,833	3,293
Gastos de administración	24	495	476
Gastos de venta	23	1,227	898
		4,555	4,668

19. Impuesto a las Ganancias Diferido

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	Al 1 de enero de 2017	Resultados del período	Al 31 de diciembre de 2017	Resultados del período	Al 31 de diciembre de 2018
Activo diferido					
Beneficios a empleados	2,048	672	2,720	515	3,235
Provisión para cuentas de cobranza dudosa	1,219	402	1,621	(183)	1,438
Provisión de vacaciones por pagar	609	70	679	(275)	404
Intereses de contribuciones reembolsables	812	(812)	-	-	-
Desvalorización de inventarios	116	(30)	86	187	273
Provisión por litigios	1,854	(178)	1,677	(449)	1,228
Otros	329	50	379	246	625
Total activo diferido	6,987	175	7,162	42	7,204
Pasivo diferido					
Diferencias entre bases contables y tributarias de activo fijo	(8,591)	(1,680)	(6,911)	944	(5,966)
Total pasivo diferido	(8,591)	(1,680)	(6,911)	944	(5,966)
Pasivo diferido, neto	(1,604)	(1,505)	251	986	1,238

20. Patrimonio

A. Capital emitido

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, el capital está representado por 597,014,055 y 589,226,952 acciones comunes de S/ 1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas pertenecientes al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE.

El capital social está compuesto por:

- (i) 351,041,174 acciones Clase A que representa el 58,799% del capital social (346,462,398 acciones que representa el 58,799% del capital social)
- (ii) 184,457,264 acciones Clase B que representa el 30,897% del capital social (182,051,311 acciones que representa el 30,897% del capital social)
- (iii) 22,399 acciones Clase C que representa el 0,004% del capital social (22,107 acciones que representa el 0,004% del capital social)
- (iv) 61,493,218 acciones Clase D que representa el 10,300% del capital social (60,691,136 acciones que representa el 10,300% del capital social); y,

De conformidad con la Ley N° 26844 y los estatutos de la Empresa, las acciones de clase "C", confieren a su titular voto determinante en las siguientes decisiones: cierre de la Empresa, incorporación de nuevos accionistas mediante cualquier modalidad, excepto cuando se realiza la transferencia de acciones a través de la Bolsa de Valores, reducción de capital, cambio de objeto social, transformación, fusión, escisión o disolución de la Empresa y constitución de garantías.

La composición del capital social en los años 2018 y 2017, se resumen como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
FONAFE		
Clase A	351,041	346,463
Clase B	184,457	182,051
Clase C	23	22
Clase D	61,493	60,691
	597,014	589,227

En Sesión de Directorio N° 020 realizada el 25 de octubre de 2018 se aprobó el aumento del capital social en miles de S/ 7,787 por aportes en efectivo efectuados por FONAFE y el MEM y que se encontraban registrado como Capital Adicional, en el marco del proceso de suscripción preferente de acciones acordado en Junta de Accionistas del 13 de diciembre de 2018.

Con fecha 23 de junio de 2017, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital por miles de S/ 39,435 a través de nuevos aporte en efectivo proveniente de FONAFE.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

B. Capital adicional

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

A continuación se presenta el movimiento del capital adicional por los años 2017 y de 2016:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Saldos iniciales		20,504	20,293
Aportes y saneamiento por transferencia de obras Foncodes		1,003	211
Capitalización de aportes	20.A	(7,787)	-
Saldos finales		13,720	20,504

C. Reserva legal

Según lo dispone la Ley General de Sociedades, se requiere que un mínimo de 10 por ciento de la utilidad distributable de cada ejercicio, deducido el impuesto a las ganancias, se transfiera a una reserva legal hasta que ésta sea igual al 20 por ciento del capital. La reserva legal puede compensar pérdidas o puede ser capitalizada, existiendo en ambos casos obligatoriedad de reponerla.

En Junta General de Accionistas de fecha 5 de abril 2018 y 28 de marzo 2017, se aprobó la detracción de la reserva legal por un importe de miles de S/ 9,548 y miles de S/ 8,763, correspondientes a los ejercicios 2018 y 2017, respectivamente.

D. Resultado acumulado

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 5 de abril de 2018 y 28 de marzo de 2017, se acordó la distribución de dividendos en efectivo por miles de S/ 85,936 y miles de S/ 78,870, respectivamente, importes que se cancelaron conforme a la Política de Dividendos aprobada, es decir, dentro del plazo de treinta (30) días calendarios siguientes a la fecha de realización de la Junta Obligatoria Anual de Accionistas.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

21. Ingresos de Actividades Ordinarias

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Ingresos por distribución de energía:			
Venta de energía (a)			
- Terceros		468,204	419,801
- Partes relacionadas	30.C	1,238	1,243
Alumbrado público (a)		47,761	44,529
Cargo fijo (a)		37,034	35,196
Venta de energía – FOSE (b)		26,128	28,308
Venta de energía - Ley N° 28832 (c)		2,446	1,468
Recupero de energía		455	823
		583,266	531,368
Servicios complementarios: (d)			
Peaje de líneas de transmisión		14,709	11,935
Fondo de mantenimiento y reposición		9,220	8,973
Costo de conexión, acometidas y accesorios		8,957	10,605
Alquileres			
Servicios complementarios varios		2,110	7,076
Corte de servicio, reconexión y reinstalación		2,275	2,645
Medidores		97	69
		37,368	41,303
Total ingresos de actividades ordinarias		620,634	572,671

- (a) La venta de energía, el alumbrado público y el cargo fijo, son conceptos regulados por el OSINERGMIN y se facturan a los usuarios en base a las lecturas de los consumos de energía eléctrica en forma mensual.
- (b) Mediante la Ley N° 27510, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), como un sistema de subsidio cruzado cuyo objetivo principal es favorecer a los consumidores eléctricos de menores ingresos.
- (c) Mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN", que dispone que OSINERGMIN apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación. En cumplimiento de dicha disposición, se aprobó la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", mediante resolución OSINERGMIN N°180-2007- OS/CD.
- (d) Los servicios complementarios, corresponden a ingresos por las actividades conexas relacionadas a la actividad principal. Estos ingresos principalmente son por conexiones nuevas por la incorporación de nuevos clientes, por el fondo de mantenimiento y reposición que es un concepto regulado, entre otros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

22. Costo del Servicio de Actividades Ordinarias

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Compra de energía			
- Terceros		126,812	115,497
- Partes relacionadas	30.C	135,141	121,896
Servicios prestados por terceros	25	74,912	72,201
Depreciación	12(g)	51,271	48,942
Gastos de personal	26	14,069	12,081
Suministros		8,523	14,861
Otros gastos diversos de gestión		7,361	9,142
Tributos		5,715	5,385
Provisiones por litigios	18	2,833	3,293
Uso de sistema transmisión		903	826
Amortización		321	27
Provisión por desvalorización de inventarios		732	126
Otras provisiones		1	2
		428,594	404,279

23. Gastos de Ventas

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Gastos de personal	26	11,048	10,138
Servicios prestados por terceros (a)	25	2,260	10,625
Gastos diversos de gestión		2,696	1,538
Tributos y aportes		1,313	1,259
Provisión de litigios	18	1,227	898
Suministros		540	755
Depreciación	12(g)	854	1,455
Amortización		93	117
		20,031	26,785

24. Gastos de Administración

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Servicios prestados por terceros	25	13,027	12,269
Gastos de personal	26	15,031	11,837
Gastos diversos de gestión		828	909
Seguros		631	434
Suministros		312	720
Depreciación	12(g)	484	498
Tributos		254	343
Amortización		120	149
Provisión de litigios	18	495	476
Otros		757	101
		31,939	27,736

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

25. Servicios Prestados por Terceros

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Servicios de contratistas	58,821	58,751
Mantenimiento y reparación	15,474	13,741
Partes relacionadas	3,062	3,299
Asesorías y consultorías	3,555	3,159
Alquileres	2,978	9,228
Servicios básicos	1,610	1,844
Gastos de viaje	1,858	2,153
Intermediación laboral	2,060	1,835
Otros	781	1,084
	90,199	95,095

A continuación se presenta la distribución de servicios prestados por terceros:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	74,912	72,201
Gastos de venta	23	2,260	10,625
Gastos de administración	24	13,027	12,269
		90,199	95,095

26. Gastos de Personal

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Remuneraciones	19,659	17,544
Participación de los trabajadores en la utilidades	8,957	7,355
Gratificaciones	2,810	2,645
Aportaciones sociales	2,527	1,963
Compensación por tiempo de servicios	1,702	1,545
Vacaciones	1,898	1,677
Otros	2,595	1,327
	40,148	34,056

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

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	14,069	12,081
Gastos de venta	23	11,048	10,138
Gastos de administración	24	15,031	11,837
		40,148	34,056

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

27. Otros Ingresos

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Amortización de Subvenciones	17	12,745	9,946
Alquileres de postes		5,818	5,970
Penalizaciones		5,178	2,838
Recupero de provisiones por litigios	18	2,484	192
Recupero de provisiones varias		2,301	-
Indemnización seguros		2,185	570
Ingresos por interrupción		223	1,573
Recupero de desvalorización de inventarios	11	98	227
Otros		1,819	1,945
		32,851	23,261

28. Ingresos Financieros

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2018	2017
Intereses compensatorios y moratorios	9(c)	1,929	2,559
Otros		950	1,097
		2,879	3,656

29. Gastos Financieros

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Intereses por contribuciones reembolsables	1,299	480
Intereses de préstamos de FONAFE	993	1,836
Intereses de préstamos con instituciones financieras	454	1,386
Otros	22	22
	2,768	3,724

30. Partes Relacionadas**A. Controladora y controladora principal**

Durante 2018, la parte mayoritaria de las acciones de la Empresa corresponden al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE.

B. Transacciones con personal clave de la Gerencia**Transacciones con personal clave de la Gerencia****i. Préstamos**

Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la Empresa ha efectuado los siguientes préstamos con la Gerencia de la Empresa:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Regional	17	18
	17	18

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

ii. Compensación del personal clave de la Gerencia

La compensación recibida por el personal clave incluye a los Directores y personal gerencial, la cual se compone de lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Beneficios a los empleados a corto plazo	872	791
	872	791

La compensación del personal clave de la gerencia incluye sueldos y beneficios distintos del efectivo.

C. Transacciones con empresas relacionadas

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre (nota 21)		Saldo pendiente de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre (nota 9)	
	2018	2017	2018	2017
Venta de energía				
Banco de la Nación	984	925	99	98
Activos Mineros S.A.C.	65	66	6	7
Corporación Peruana de Aeropuertos y Aviación Comercial S.A.	141	201	14	21
Servicios Postales del Perú S.A.	27	26	3	3
Otros	21	25	1	2
	1,238	1,243	123	131

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre (nota 22)		Saldo pendiente de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre (nota 14)	
	2018	2017	2018	2017
Compra de energía				
Empresa de Electricidad del Perú S.A.	129,106	116,258	12,093	18,550
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	6,035	5,638	585	575
Otros	-	-	184	4
	135,141	121,896	12,862	19,129

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre		Saldo pendiente de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre (nota 10)	
	2018	2017	2018	2017
Otros ingresos				
Empresa de Administración de infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA (a)	-	-	5,396	5,141
Empresa regional de servicio público de electricidad del Sur Este S.A.A.	-	26	-	-
Empresa de generación Eléctrica del Sur	155	161	20	20
Empresa Generación Eléctrica Machupicchu-EGEMSA	29	103	24	24
Empresa de Generación Eléctrica Arequipa - EGASA	39	231	1	1
Electro Oriente S.A.	191	133	287	475
Electronorte S.A.	18	-	61	57
Electronoroeste S.A.	48	-	9	161
Hidrandina S.A.	98	-	10	183
Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	547	388	45	33
Electroperú S.A.	246	5,129	27	903
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.	-	133	-	-
Empresa concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A.	2,952	2	308	281
	4,323	6,306	6,187	7,279

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre		Saldo pendiente de otras cuenta por pagar al 31 de diciembre (nota 15)	
	2018	2017	2018	2017
Gastos de intereses				
Fondo Nac. de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE	993	1,836	-	362
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA	689	79	689	79
	1,682	1,982	689	441
Contrato de Administración				
Parte corriente				
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA (a)	4,167	3,666	6,381	5,805
Parte no corriente				
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA (a)	-	-	18,502	16,367
	4,167	3,666	24,883	22,172
Otros gastos				
Empresa Regional de servicio Público de electricidad del Norte S.A.	-	200	-	141
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	211	118	32	32
Empresa Regional de servicio Público de electricidad del Sur S.A.	-	19	-	-
Empresa de Generación Eléctrica del Sur Este S.A.	-	7	-	-
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.	87	-	-	-
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A.	2,072	1,513	330	167
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – Electronoroeste S.A.	93	119	25	114
Empresa Regional de Servicio Público de Electro norte medio S.A.-Hidrandina S.A.	3,380	3,341	1,597	1,889
Empresa concesionaria de electricidad de Ucayali S.A.	-	135	-	-
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	137	-	-	-
Otros	64	1	-	-
	6,044	5,453	1,984	2,343
	11,893	11,101	27,556	24,956

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

En miles de soles	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre		Saldo pendiente de otras cuenta por pagar al 31 de diciembre (nota 15)	
	2018	2017	2018	2017
Préstamos				
Parte corriente				
FONAFE (c)	-	-	-	19,575
	-	-	-	19,575
			27,556	44,531

- (a) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde al contrato de Administración con ADINELSA N° 001-98 por la operación, mantenimiento y comercialización.
- (b) Al 31 de diciembre de 2017, correspondió a un préstamo recibido de FONAFE con plazo de vigencia de 2 años, tasa efectiva anual de 4.97 por ciento y cuotas trimestrales fijas y venció en el mes de 17 de mayo de 2018.

31. Aspectos Tributarios

Tasas impositivas

- A. La Empresa está sujeta al régimen tributario peruano. Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, la tasa del Impuesto a la Renta es de 29.5% sobre la renta neta imponible determinada por la Empresa.

Mediante Decreto Legislativo N° 1261, publicado el 10 de diciembre de 2016 y vigente a partir del 1 de enero de 2017, se modificó a 29.5% la tasa aplicable a las rentas corporativas.

Las tasas aplicables al Impuesto a la Renta corporativo de los últimos ejercicios gravables son las siguientes:

Hasta el ejercicio 2014	30.0%
Para los ejercicios 2015 y 2016	28.0%
Para el ejercicio 2017 en adelante	29.5%

El referido Decreto estableció además la modificación de la tasa del Impuesto a la Renta aplicable a la distribución de dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades a 5%, esto para las utilidades que se generen y distribuyan a partir del 1 de enero de 2017.

Para el ejercicio 2018 y 2017, la tasa del Impuesto a la Renta para la distribución de dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades aplicable a las personas jurídicas no domiciliadas en Perú y las personas naturales es de 5% y 6.8%, respectivamente. En resumen, las tasas aplicables al Impuesto a la Renta a los dividendos de los últimos ejercicios gravables son las siguientes:

Hasta el ejercicio 2014	4.1%
Para los ejercicios 2015 y 2016	6.8%
Para el ejercicio 2017 en adelante	5.0%

Se presumirá, sin admitir prueba en contrario, que la distribución de dividendos o de cualquier otra forma de distribución de utilidades que se efectúe corresponde a los resultados acumulados u otros conceptos susceptibles de generar dividendos gravados, más antiguos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2018 y de 2017

- B. Cabe agregar que de acuerdo a la legislación tributaria vigente en Perú, los sujetos no domiciliados tributan sólo por sus rentas de fuente peruana. Así, en términos generales las rentas obtenidas por sujetos no domiciliados por servicios prestados en nuestro país se encontrarán gravadas con el Impuesto a la Renta con una tasa de 30% sobre base bruta, esto en tanto no corresponda la aplicación de un Convenio para Evitar la Doble Imposición (CDI). Al respecto, actualmente Perú ha suscrito CDIs con la Comunidad Andina, Chile, Canadá, Brasil, Portugal, Suiza, México y Corea del Sur.

Ahora bien, para efectos de los servicios de asistencia técnica o servicios digitales prestados por sujetos no domiciliados en favor de sujetos domiciliados resultará indistinto el lugar de prestación de los mismos y en todos los casos se encontrará gravado con el Impuesto a Renta con una tasa de 15% y 30% sobre base bruta, respectivamente. La tasa aplicable a los servicios de asistencia técnica será de 15%, siempre que se cumpla con los requisitos señalados en la Ley del Impuesto a la Renta. Como se indicó en el párrafo anterior, la tasa de retención en estos casos puede variar o incluso puede resultar inaplicable la retención en caso se recurra a las disposiciones de un CDI vigente.

Determinación del Impuesto a las Ganancias

- C. La Empresa al calcular su materia imponible por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y de 2017 ha determinado un impuesto a las ganancias por miles de S/ 49,220 y miles de S/ 39,372, respectivamente.

El gasto por impuestos a las ganancias comprende:

<i>En miles de soles</i>	2018	2017
Impuesto a las ganancias		
Corriente	50,206	41,227
Diferido	(986)	(1,855)
	49,220	39,372

La conciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias con la tasa tributaria es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2018		2017	
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	170,631	100.00%	134,857	100%.00
Impuesto a las ganancias teórico	50,336	29.50%	39,783	29.50%
Diferencias permanentes	(1,116)	0.65%	(1,679)	(1.25%)
Efecto de cambio de tasa en el impuesto diferido	-	-	1,268	0.94%
Impuesto a las ganancias según tasa efectiva	49,220	28.85%	39,372	29.20%

Impuesto temporal a los activos netos

- D. La Empresa esta afecta al Impuesto Temporal a los Activos Netos, cuya base imponible está constituida por el valor de los activos netos ajustados al cierre del ejercicio anterior al que corresponda el pago, deducidas las depreciaciones, amortizaciones, el encaje exigible y las provisiones específicas por riesgo crediticio. La tasa del Impuesto es del 0.4% para el 2018 y 2017 aplicable al monto de los activos netos que excedan de S/ 1 millón. El citado impuesto podrá ser pagado al contado o en nueve cuotas mensuales sucesivas. El monto pagado puede ser utilizado contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a las Rentas de los períodos tributarios de marzo a diciembre del ejercicio gravable por el cual se pagó el impuesto hasta la fecha de vencimiento de cada uno de los pagos a cuenta y contra el pago de regularización del impuesto a las ganancias del ejercicio gravable al que corresponda. En caso de quedar un saldo remanente sin aplicar podrá ser solicitado en devolución.

Impuesto a las transacciones financieras

- E. Por los ejercicios 2018 y 2017, la tasa del Impuesto a las Transacciones Financieras ha sido fijada en 0.005% y resulta aplicable sobre los cargos y créditos en las cuentas bancarias o movimientos de fondos a través del sistema financiero, salvo que la misma se encuentre exonerada.

Precios de transferencia

- F. Para propósito de la determinación del Impuesto a la Renta, los precios de transferencia de las transacciones con empresas relacionadas y con empresas residentes en territorios de baja o nula imposición, deben estar sustentados con documentación e información sobre los métodos de valorización utilizados y los criterios considerados para su determinación. Hasta el ejercicio gravable 2016 las obligaciones formales de Precios de Transferencia estaban dadas por la obligación de presentar la declaración jurada informativa y contar con el estudio técnico.

A partir del 1 de enero de 2017, mediante el Decreto Legislativo N° 1312, publicado el 31 de diciembre de 2016, se establecieron las siguientes obligaciones formales en sustitución de las anteriores: (i) presentar la declaración jurada Reporte Local (en tanto se tengan ingresos devengados superiores a las 2,300 UIT), (ii) presentar la declaración jurada Reporte Maestro (en tanto el contribuyente tenga ingresos devengados superiores a las 20,000 UIT) y (iii) presentar la declaración jurada Reporte País por País (en tanto los ingresos devengados consolidados de la matriz del grupo multinacional del año anterior (2017) haya superado PEN 2,700,000,000 o EUR 750,000,000). Estas dos últimas declaraciones son exigibles por las transacciones correspondientes al año 2017 en adelante.

Al respecto, en virtud de la Resolución de Superintendencia N° 014-2018-SUNAT, publicada el 18 de enero de 2018, se aprobó el Formulario Virtual N° 3560 a efectos de la declaración jurada Reporte Local así como las fechas límites para su presentación y el contenido y formato que deben incluir.

Así, la fecha límite para la presentación de la declaración jurada Reporte Local correspondiente al ejercicio gravable 2018 será durante junio de 2019, de acuerdo con el cronograma de vencimientos previsto para el período mayo publicado por la Autoridad Tributaria. En el caso de la declaración jurada Reporte Local del ejercicio gravable 2017, estas se presentaron en junio de 2018 conforme el cronograma de obligaciones tributarias mensuales previsto para el período tributario de mayo publicado por la Autoridad Tributaria.

Por su parte, el contenido y formato de la declaración jurada Reporte Local se encuentra establecido conforme los Anexos I, II, III y IV de la Resolución de Superintendencia N° 014-2018-SUNAT.

Mediante el referido Decreto Legislativo N° 1312 se estableció además que los servicios intra-grupo de bajo valor agregado no podrán tener un margen mayor al 5% de sus costos, y que respecto a los servicios prestados entre empresas vinculadas los contribuyentes deberán cumplir con el test de beneficio y con proporcionar la documentación e información solicitada en las condiciones necesarias para la deducción del costo o gasto.

Mediante el Decreto Legislativo N° 1116 se estableció que las normas de Precios de Transferencia no son de aplicación para fines del Impuesto General a las Ventas.

Revisión fiscal de la autoridad tributaria

- G. La autoridad tributaria tiene la facultad de revisar y, de ser aplicable, corregir el impuesto a la renta calculado por la Compañía en los cuatro años posteriores al año de la presentación de la declaración de impuestos. Las declaraciones juradas del impuesto a la renta e Impuesto General a las Ventas de los años 2014 al 2018 de la Compañía están pendientes de fiscalización por parte de la Autoridad Tributaria.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias puedan dar a las normas legales vigentes, no es posible determinar, a la fecha, si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de eventuales revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que éste se determine. Sin embargo, en opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 y de 2017.

Régimen Tributario del Impuesto General a las Ventas

- H. Asimismo, mediante Decreto Legislativo N° 1347, publicado el 7 de enero de 2017, se estableció la posibilidad de la reducción de un punto porcentual de la tasa del Impuesto General a las Ventas a partir del 1 de julio de 2017, siempre que se cumpla con la meta de recaudación anualizada al 31 de mayo de 2017 del Impuesto General a la Venta neto de devoluciones internas de 7.2% del PBI. Es decir, en tanto se cumpla con dicha condición la tasa del Impuesto General a las Ventas (incluido el IPM) se reducirá de 18% a 17%.

No obstante, en vista que al término del plazo previsto no se cumplió con la meta de recaudación propuesta, la tasa del Impuesto General a las Ventas se mantiene en 18%.

Modificaciones tributarias de mayor relevancia vigentes a partir del 1 de enero de 2019

I. Nuevo concepto normativo de devengo

El Decreto Legislativo N° 1425 introdujo la definición de devengo jurídico para efectos del Impuesto a la Renta estableciendo que los ingresos en el caso de: a) transferencia de bienes se produce cuando: i) opera el cambio de control (de acuerdo a la NIIF 15); o ii) se produce la transferencia del riesgo hacia el adquirente (Teoría del Riesgo establecida en el Código Civil), lo que ocurra primero; y b) para el caso de prestación de servicios se ha establecido el grado de realización de la prestación.

El nuevo concepto jurídico de devengo resulta aplicable a los arrendatarios para efectos de establecer el tratamiento tributario del gasto asociado a los contratos de arrendamiento regulados por la NIIF 16 (i.e. arrendamiento operativo para propósitos fiscales).

Cabe indicar que el concepto materia de comentario no resultará aplicable para aquellas entidades que devenguen sus ingresos o gastos para el Impuesto a la Renta según disposiciones de naturaleza tributaria que fijen un régimen especial (sectorial) de devengo.

J. Subcapitalización

A partir de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020 el gasto financiero generado por endeudamientos tanto entre partes independientes como relacionadas está sujeto al límite de subcapitalización de (3:1 *Debt-Equity Ratio*) calculado al cierre del ejercicio anterior. A partir del 1 de enero de 2021 los gastos financieros serán deducibles hasta el límite del 30% del EBITDA tributario (Renta Neta – Compensación de Pérdidas + Intereses Netos + Depreciación + Amortización) del ejercicio anterior. Existen algunas excepciones a la aplicación de esta limitación para el caso de bancos, contribuyentes con ingresos no superiores a 2,500 UITs, infraestructura, servicios públicos, etc.

K. Deducción de gastos o costos incurridos en operaciones con sujetos no domiciliados

El Decreto Legislativo 1369° exige que los costos y/o gastos (incluidos los intereses *outbound*) incurridos con contrapartes no domiciliadas deben haber sido pagados de manera efectiva para poder ser deducidos en el ejercicio en el que se incurrieron. En caso, contrario, su impacto en la determinación de la renta neta se diferirá al ejercicio en el que efectivamente sea pagado oportunidad en la que se aplicará la retención correspondiente.

Dicha norma eliminó la obligación de pagar el monto equivalente a la retención sobre el monto contabilizado como costo y/o gasto.

L. Crédito Indirecto

Bajo ciertos requisitos, a partir del 1 de enero de 2019 las entidades domiciliadas que obtengan dividendos (*inbound*) de fuente extranjera podrán deducir como crédito directo el Impuesto a la Renta que hubiera gravado los dividendos en el exterior y el Impuesto a la Renta Corporativo (crédito indirecto) pagado por la sociedad no domiciliada de primer y segundo nivel (siempre que estén en la misma jurisdicción) que hubiesen distribuido los dividendos desde el exterior.

M. Medidas para la aplicación de la Cláusula Anti-elusión General contenida en a Norma XVI del Código Tributario

A través del Decreto Legislativo N° 1422 se ha establecido el procedimiento para la aplicación de la referida Cláusula Anti-elusión General (CAG), señalándose fundamentalmente que: (i) es aplicable sólo en procedimientos de fiscalización definitiva en que se revisen actos, hechos o situaciones producidos desde el 19 de julio de 2012; (ii) para su aplicación debe haber previa opinión favorable de un comité revisor integrado por funcionarios de la propia SUNAT, no siendo recurrible dicha opinión; (iv) los procedimientos de fiscalización definitiva en los que se aplique la CAG no están sujetos al plazo de un (1) año para requerir información a los fiscalizados.

Asimismo, cabe indicar que, a la fecha de elaboración de la presente nota, se mantiene la suspensión de la CAG hasta que se emita el respectivo decreto supremo que fije los parámetros de fondo y forma que se encuentran dentro del ámbito de la Norma XVI del Código Tributario.

N. Información relacionada con beneficiarios finales

En el marco de las normas para fortalecer la lucha contra la evasión y elusión fiscal así como contra el lavado de activos y financiamiento del terrorismo, a partir del 03 de agosto de 2018 se encuentran vigentes las disposiciones introducidas a través del Decreto Legislativo N° 1372 que obligan a brindar a las autoridades competentes, a través de una declaración jurada de beneficiarios finales, información relacionada con dichos sujetos, esto es, a revelar mediante dicha declaración quiénes son las personas naturales que efectivamente tienen la propiedad o control en personas jurídicas o entes jurídicos. Así, será obligatorio informar aspectos como (i) identificación del beneficiario final; (ii) la cadena de titularidad con la respectiva documentación de sustento; (iii) identificación de los terceros que cuentan con dicha información, de ser el caso. Se señala además que la información relacionada a la identificación de los beneficiarios finales de las personas jurídicas y entes jurídicos que se proporcione a las autoridades competentes en el marco de estas normas no constituye violación al secreto profesional ni tampoco está sujeta a las restricciones sobre revelación de información derivadas de la confidencialidad impuesta por vía contractual o por cualquier disposición legal o reglamentaria.

Finalmente debe tenerse en consideración que, de no presentarse la declaración jurada informativa que contiene la información relacionada beneficiario final, incurrirán en responsabilidad solidaria los representantes legales de la entidad que omitió cumplir con la presentación de dicha declaración.

O. Enajenación indirecta de acciones

A partir del 1 de enero de 2019 se incorpora una técnica anti-elusiva para evitar el fraccionamiento de operaciones, a través de las cuales, indirectamente se enajenen acciones de empresas domiciliadas en Perú.

Así, se indica que para establecer si en un período de 12 meses se ha cumplido con la transferencia del 10% o más del capital de la sociedad peruana, se consideran las transferencias realizadas por el sujeto analizado, así como las realizadas a sus partes vinculadas, sea que se ejecuten mediante una o varias operaciones, simultáneas o sucesivas. Dicha vinculación se establecerá conforme a lo establecido en el inciso b) del artículo 32-A de la Ley del Impuesto a la Renta.

Asimismo, queda establecido además que, independientemente del cumplimiento de las condiciones reguladas en la Ley del Impuesto a la Renta, siempre se configurará una enajenación indirecta gravada cuando, en un período cualquiera de 12 meses, el importe total de las acciones de la persona jurídica peruana que se enajenan sea igual o mayor a cuarenta mil (40,000) UIT.

Finalmente se agrega además desde la fecha de vigencia inicialmente señalada que, cuando el enajenante sea una persona jurídica no domiciliada que cuenta con una sucursal o cualquier establecimiento permanente en Perú con patrimonio asignado, se considera a éste último corresponsable solidario, debiendo este último sujeto proporcionar, entre otra información, a la correspondiente a las acciones o participaciones de la persona jurídica no domiciliada que se enajenan.

P. Responsabilidad solidaria de los representantes legales y Directores de las sociedades

A partir del 14 de setiembre de 2018 ha quedado establecido, mediante el Decreto Legislativo N° 1422 que, cuando un sujeto fiscalizado sea sujeto de la Cláusula Anti-elusiva General (CAG), se considera automáticamente que existe dolo, negligencia grave o abuso de facultades respecto de sus representantes legales, salvo prueba en contrario. La referida responsabilidad solidaria se atribuirá a dichos representantes siempre que hayan colaborado con el diseño o aprobación o ejecución de actos, situaciones o relaciones económicas con propósito elusivo.

Cabe indicar que la norma precitada involucra también a los miembros del Directorio de sociedades, al señalarse que a dichos sujetos les corresponde definir la estrategia tributaria de las sociedades en las cuales son directores, debiendo éstos decidir la aprobación o no de actos, situaciones o relaciones económicas a realizarse en el marco de la planificación fiscal, siendo indelegable – según la norma en comentario – esta atribución de los directores.

Finalmente, se otorgó a los miembros del Directorio de sociedades domiciliadas, un plazo que vende el 29 de marzo de 2019 para ratificar o modificar los actos, situaciones o relaciones económicas realizados en el marco de la planificación fiscal, e implementados al 14 de setiembre de 2018 que sigan teniendo efecto tributario hasta la actualidad.

No obstante el referido plazo máximo señalado para el cumplimiento de dicha obligación formal, y considerando la referida responsabilidad solidaria atribuible tanto a representantes legales como a directores, así como la falta de definición del término *planificación fiscal* será crítico revisar todo acto, situación o relación económica que haya (i) incrementado atributos fiscales; y/o, (ii) generado un menor pago de tributos por los ejercicios antes mencionados, a fin de evitar la atribución de responsabilidad solidaria tributaria, tanto a nivel administrativo como incluso penal, dependiendo del criterio del agente fiscalizador, en caso de aplicarse la CAG a la sociedad que sea materia de una intervención fiscal por parte de la SUNAT.

32. Contingencias

Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa tiene diversas acciones judiciales en su contra, relacionadas las reclamaciones de índoles legales (civiles, legales, penales y administrativos) con un grado de contingencia posible por miles de S/ 12,722. En opinión de la gerencia y de sus asesores legales, como consecuencia de estas acciones judiciales no resueltas no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros.

33. Compromisos

La Empresa ha otorgado cartas fianzas por garantía a terceros, por compromisos de devolución de costo de conexiones domiciliarias y convenios al Ministerio de Energía y Minas y por proceso judicial desnaturalización de beneficios sociales por miles de S/ 10,936 al 31 de diciembre de 2018 (miles de S/ 9,488 en el año 2017).

Adicionalmente, la Empresa cuenta con 33 (treinta y tres) contratos licitados para compra de potencia hasta el año 2022 (nota 1.c.i).

34. Medio Ambiente

La Política y Gestión Ambiental de la Empresa se basa a través del cumplimiento de las normas ambientales derivadas del Ministerio del Ambiente, tal como la Ley N° 27314, General de Residuos Sólidos y su Reglamento el D.S. N° 057-2004-PCM, Reglamento de Protección del Medio Ambiente en Actividades Eléctricas, según Decreto Supremo N° 29-1994-EM.

En base a lo estipulado por ley, se han elaborado instrumentos de Gestión Ambiental; tales como el Plan de Manejo Ambiental, los Planes de Manejo y Disposición de Residuos Sólidos, el Plan de Contingencia, el Plan de manejo de Materiales Peligrosos. Todos estos planes, se consolidaron y ejecutaron a través del Programa Ambiental del ejercicio 2018; así como los Programas de Monitoreo Ambiental para las Centrales que establecen el monitoreo mensual de efluentes líquidos, cuerpos receptores y ruidos en centrales de generación hidráulica y térmica, mediciones de electromagnetismo en líneas de transmisión y elaboración de informes semestrales de Gestión Ambiental, presentados a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM (DGAA/MEM) y la Dirección de Supervisión de la OEFA.

Para una mejora continua de nuestra gestión ambiental, se establecieron principios generales, como la racionalización de recursos naturales, prevención y reducción de productos de residuo, emisiones y vertimientos; y de forma general controlar y mitigar todos los factores responsables de los impactos ambientales, mediante programas, objetivos y metas ambientales reales para su eficacia y aplicación.

Al 31 de diciembre de 2018, la Gerencia estima que en caso de surgir alguna contingencia relacionada al manejo ambiental, ésta no sería de mayor impacto en relación con los estados financieros tomados en su conjunto.

De otro lado, la Gerencia de la Empresa considera que el tipo de industria que se desarrolla no genera efectos ambientales materiales y que los costos que se incurren son de carácter de mantenimiento y prevención y por tanto, no constituyen una obligación legal que generará desembolsos futuros significativos.

35. Hechos Posteriores

Entre el 1 de enero de 2019 y hasta la fecha de emisión del presente informe (12 de marzo de 2019), no han ocurrido eventos o hechos de importancia que requieran ajustes o revelaciones a los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.