Enel Generación Piura S.A.

Información Financiera Intermedia (no auditada)
al 31 de diciembre de 2019 y de 2018

Enel Generación Piura S.A.

Estado intermedio de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018

	Nota	2019	2018
		S/ 000	S/ 000
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	162,575	212,667
Cuentas por cobrar comerciales, neto	6	20,696	22,609
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	22(b)	30,869	10,788
Otras cuentas por cobrar, neto	7	7,160	4,189
Pagos a cuenta por impuesto a las ganancias		-	4,068
Inventarios, neto	8	27,777	27,514
Otros activos no financieros		129	1,043
Total activo corriente		249,206	282,878
Gastos pagados por adelantado		9,735	831
Propiedades, planta y equipo, neto	9	583,034	586,965
Activos intangibles, neto		5,413	4,128
Total activo no corriente		598,182	591,924
Total activo		847,388	874,802

	Nota	2019	2018
		S/ 000	S/ 000
Pasivo y patrimonio neto			
Pasivo corriente			
Otros pasivos financieros	10	130,632	76,188
Cuentas por pagar comerciales	11	49,046	47,390
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	22(b)	21,884	23,047
Otras cuentas por pagar	12	7,539	6,009
Otras provisiones		203	15,052
Pasivo por impuesto a las ganancias		4,882	-
Total pasivo corriente		214,186	167,686
Otros pasivos financieros	10	47,641	177,185
Otras cuentas por pagar	12	6,408	6,105
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido, neto		57,616	47,798
Total pasivo no corriente		111,665	231,088
Patrimonio neto			
Capital emitido		81,553	81,553
Capital adicional		2,671	2,671
Otras reservas de capital		16,311	16,311
Resultados acumulados		423,950	378,536
Resultados neto de coberturas de flujo de efectivo		(2,948)	(3,043)
Total patrimonio neto		521,537	476,028
Total pasivo y patrimonio neto		847,388	874,802

Las notas a los estados financieros intermedios adjuntas son parte integrante de este estado.

Enel Generación Piura S.A.

Estado intermedio de resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

		Periodo intermedio		Periodo acumulado	
		del 1 de octubre al 31 de diciembre		del 1 de enero al 31 de diciembre	
					(Nota 25)
	Nota	2019 S/ 000	2018 S/ 000	2019 S/ 000	2018 S/ 000
Ingresos operativos					
Ingresos por generación de energía, potencia y gas	15	71,064	69,058	271,480	254,080
Otros ingresos operativos		4,327	3,029	4,527	5,185
		75,391	72,087	276,007	259,265
Costos operativos					
Costo de generación de energía	16	(43,683)	(37,866)	(151,686)	(142,769)
Utilidad bruta		31,708	34,221	124,321	116,496
Gastos operativos					
Gastos de administración	17	(1,679)	(6,734)	(12,597)	(15,777)
Gastos de ventas	18	291	(889)	(1,887)	(2,000)
Utilidad operativa		30,320	26,598	109,837	98,719
Ingresos financieros	20	1,505	1,827	6,932	5,625
Gastos financieros	21	(2,656)	(2,225)	(10,940)	(14,430)
Diferencia de cambio neta		2,942	(2,997)	2,951	(5,545)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		32,111	23,203	108,780	84,369
Impuesto a las ganancias	13	(8,305)	(6,709)	(30,954)	(26,288)
Utilidad neta		23,806	16,494	77,826	58,081
Utilidad neta por acción básica y diluida (en soles)		0.322	0.223	1.052	0.785
Promedio ponderado del número de acciones en circulación		73,983	73,983	73,983	73,983

Las notas a los estados financieros intermedios adjuntas son parte integrante de este estado.

Enel Generación Piura S.A.

Estado intermedio de otros resultados integrales

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

	Periodo acumulado del 1 de enero al 31 de diciembre	
	2019	**2018**
	S/ 000	S/ 000
Utilidad neta	77,826	58,081
Otros resultados integrales -		
Variación neta por cobertura de flujos de efectivo	135	(1,471)
Impuesto a las ganancias	(40)	435
Otros resultados integrales, neto de impuesto a las ganancias	95	(1,036)
Total de resultados integrales	77,921	57,045

Las notas a los estados financieros intermedios adjuntas son parte integrante de este estado.

Enel Generación Piura S.A.

Estado intermedio de cambios en el patrimonio neto

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

	Capital emitido	Capital adicional	Otras reservas de capital	Resultados neto de coberturas de flujos de efectivo	Resultados acumulados	Total
	S/ 000	S/ 000	S/ 000	S/ 000	S/ 000	S/ 000
Saldos al 1 de enero de 2018	81,553	2,671	16,311	(2,007)	320,655	419,183
Utilidad neta	-	-	-	-	58,081	58,081
Otros resultados integrales, neto del impuesto a las ganancias	-	-	-	(1,036)	-	(1,036)
Resultado integral total del ejercicio	-	-	-	(1,036)	58,081	57,045
Efecto cambio en política contable, nota 3.2	-	-	-	-	(200)	(200)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	81,553	2,671	16,311	(3,043)	378,536	476,028
Saldos al 1 de enero de 2019	81,553	2,671	16,311	(3,043)	378,536	476,028
Utilidad neta	-		-	-	77,826	77,826
Otros resultados integrales, neto del impuesto a las ganancias	-		-	95	-	95
Resultado integral total del ejercicio	-	-	-	95	77,826	77,921
Efecto cambio en política contable, nota 3.2	-	-	-	-	-	-
Dividendos, nota 14	-		-	-	(32,412)	(32,412)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	81,553	2,671	16,311	(2,948)	423,950	521,537

Las notas a los estados financieros intermedios adjuntas son parte integrante de este estado.

Enel Generación Piura S.A.

Estado intermedio de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

	Notas	2019	2018
		S/ 000	S/ 000
Actividades de operación			
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		108,780	84,369
Ajuste para conciliar la utilidad neta del periodo con el efectivo proveniente de las actividades de operación			
Gasto por intereses	21	10,940	14,430
Ingreso por intereses	20	(6,932)	(5,625)
Diferencia en cambio neta		(2,951)	5,545
Ajustes no monetarios			
Depreciación	9	36,970	39,582
Amortización		457	236
(Recupero) deterioro de valor en cuentas por cobrar		(142)	(125)
Cargos y abonos por cambios netos en activos y pasivos			
Aumento de cuentas por cobrar comerciales		2,056	(2,364)
Aumento de otras cuentas por cobrar		(994)	(2,647)
(Aumento) Disminución en inventarios		(264)	1,199
Aumento de otros activos no financieros		914	(1,043)
(Disminución) Aumento de cuentas por pagar comerciales		1,656	(8,210)
(Disminución) Aumento de otras cuentas por pagar		(3,761)	19,120
Aumento de otras provisiones		(14,850)	(82)
Total ajustes por conciliación de la utilidad del periodo		131,879	144,385
Intereses cobrados		928	5,443
Impuesto a las ganancias pagado		(11,302)	(14,088)
Intereses pagados		(10,541)	(14,200)
Flujo de efectivo y equivalente de efectivo proveniente de las actividades de operación		110,964	121,540

Las notas a los estados financieros intermedios adjuntas son parte integrante de este estado.

Estado intermedio de flujos de efectivo (continuación)

	Notas	2019	2018
		S/ 000	S/ 000
Actividades de inversión			
Cobro de préstamos a entidades relacionadas		188,153	395,000
Préstamos otorgados a entidades relacionadas		(206,145)	(395,000)
Compra de propiedades, planta y equipo		(33,858)	(14,787)
Compra de activos intangibles		(1,612)	(3,252)
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de inversión		(53,462)	(18,039)
Actividades de financiamiento			
Amortización de pasivos por arrendamiento financiero		(75,182)	(73,950)
Pago de dividendos	14	(32,412)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de financiamiento		(107,594)	(73,950)
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo		(50,092)	29,551
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio		212,667	183,116
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo		162,575	212,667

Las notas a los estados financieros intermedios adjuntas son parte integrante de este estado

Enel Generación Piura S.A.

Notas a los estados financieros intermedios

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018

1. Identificación y actividad económica

Enel Generación Piura S.A. (en adelante "la Compañía") es una subsidiaria de Enel Perú S.A.C., la cual posee el 96.497 por ciento de su capital social. La Compañía fue constituida en el Perú en el año 1996 y es una sociedad anónima cuyas acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Lima (BVL). Enel Perú S.A.C. es una compañía subsidiaria del Grupo ENEL de Italia, a través de Enel Américas S.A., una empresa domiciliada en Chile.

El domicilio legal de la Compañía es Carretera Talara-Lobitos N° 3.5 Planta Eléctrica Malacas, Talara, Piura, Perú; y sus oficinas administrativas se encuentran en Calle César López Rojas 201, San Miguel, Lima, Perú.

La Compañía tiene como objetivo la generación de energía eléctrica y también participa en el negocio de gas. La actividad de generación la realiza en la planta de generación termoeléctrica de su propiedad, cuya potencia efectiva es de 344.69 megavatios al 31 de diciembre de 2019 (345.79 megavatios 31 de diciembre de 2018).

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 fueron aprobados por el la Junta Obligatoria Anual de Accionistas el 26 de marzo de 2019, respectivamente. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 serán presentados para su aprobación al Directorio y a la Junta General de Accionistas dentro de los plazos establecidos por ley. En opinión de la Gerencia, dichos estados financieros serán aprobados sin modificaciones.

2. Regulación operativa y normas legales que afectan a las actividades del sector eléctrico

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

(a) Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento -

El 19 de noviembre de 1992, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas mediante Decreto Ley No.25844 y el 19 de febrero de 1993 se promulgó su Reglamento mediante Decreto Supremo No. 009-93-EM.

De acuerdo con dicha ley, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollado por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante al SINAC.

De acuerdo con la Ley, la operación de las empresas de generación se sujetará 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 administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, 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.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM, se modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. Las principales modificaciones son: incorpora la obligación de instalar suministros con medición inteligente según un plan que debe ser aprobado por el Organismo Regulador, la propiedad de dichas instalaciones serán de la distribuidora y sus costos de inversión y O&M serán considerados en el Valor Agregado de Distribución (VAD); se asignará a cada distribuidora Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT); asimismo los proyectos de innovación tecnológica que apruebe el Organismo regulador según parámetros establecidos podrán ser reconocidos mediante un cargo adicional al VAD.

Mediante Decreto Supremo No. 040-2017-EM publicado el 13 de diciembre del 2017 se modifican los artículos 95 y 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, relacionados con la operación del sistema en casos de Situación Excepcional y con la información de las unidades de generación entregada por los agentes que impliquen Inflexibilidades Operativas; se modifica el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad respecto de la asignación de costos para Inflexibilidades Operativas; y se modifica la Décimo Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a que en los periodos de Situación Excepcional no se aplican sanciones y/o compensaciones.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 publicado el 16 de setiembre del 2018 en su artículo 50, se incorpora un párrafo en el artículo 122° de la Ley 25844, referido a la integración vertical en los casos que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad vigente.

(b) Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica -

El 23 de julio de 2006 se promulgó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, dicha Ley que tiene como sus principales objetivos: i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y, asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES-SINAC, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará a Precios de Nivel de Generación que se calculan como el promedio ponderado de Contratos sin Licitación y Contratos resultantes de Licitaciones. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N°022-2018-EM (modificado por D.S. N°026-2018-EM), se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N°052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los Contratos resultantes de Licitaciones.

(c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía -

Mediante Ley No. 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad, hidrocarburos y minería, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

Como parte de 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 No. 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, electricidad y minería al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental OEFA, creado por el Decreto Legislativo No. 1013 que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente.

(d) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos -

Mediante Decreto Supremo No. 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSE, que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas.

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

(e) 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 No. 26876, la cual establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5 por ciento u horizontales iguales o mayores al 15 por ciento que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se sujetarán a un procedimiento de autorización previa, a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

Mediante Resolución No. 012-99/INDECOPI/CLC, se establecen condiciones de conducta en defensa de la libre competencia y transparencia en el sector que afectan a la Compañía. El principal aspecto relacionado con la Compañía es que debe licitar sus compras de energía eléctrica entre todos los generadores existentes en el sistema, conforme se vayan venciendo los contratos que tiene vigentes con estos generadores, debiendo hacer de dominio público el procedimiento y los resultados de cada licitación, debido a que las generadoras Enel Generación Perú S.A.A., Chinango S.A.C. y Enel Generación Piura S.A. son empresas relacionadas por tener como accionista controlador al Grupo ENEL. En opinión de la Gerencia, esta norma no impide a las empresas generadoras del grupo, presentar propuestas en el marco de las licitaciones que lleva adelante la distribuidora.

Mediante Decreto de Urgencia Nº 013-2019 publicado el 19 de noviembre del 2019, se estableció un régimen de control previo de operaciones de concentración empresarial con la finalidad de promover la eficiencia económica en los mercados para el bienestar de los consumidores. Se encuentran comprendidos los actos de concentración empresarial que produzcan efectos en el territorio nacional, incluyendo actos de concentración que se realicen en el extranjero; y los

agentes económicos que oferten o demanden bienes o servicios en el mercado y realicen actos de concentración que produzcan o puedan producir efectos anticompetitivos en el territorio nacional. El mencionado Decreto de Urgencia entrará en vigencia nueve (09) meses después de su publicación y se mantendrá vigente por 5 años. A su entrada en vigencia quedará derogada la Ley 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico.

(f) Normas para la Conservación del Medio Ambiente -

El Estado diseña y aplica las políticas y normas necesarias para la adecuada conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación, además de velar por el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de las actividades de hidrocarburos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Minas ha aprobado el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo No. 014-2019-EM) y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo No. 039-2014-EM).

(g) Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad -

Mediante Decreto Supremo No. 026-2016-EM, se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Los principales aspectos del Reglamento MME son: incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda.

El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los participantes conforme a lo establecido en el procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

Mediante Decreto Supremo No. 033-2017-EM publicado el 02 de octubre del 2017, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo No. 026-2016-EM entra en vigencia a partir del 1 de enero del 2018, con el fin de implementar el aplicativo desarrollado por el COES para el cálculo de los costos marginales de corto plazo.

Mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM publicado el 20 de marzo del 2018, se modifican diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, donde precisa los aspectos de la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

(h) Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País -

La Ley 29970 declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. El Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE) es un cobro que se realiza a los usuarios de electricidad del SEIN, cuya finalidad, es la de integrar el fideicomiso establecido para el Ingreso Garantizado Anual (IGA) del concesionario y, de otro lado, la de compensar la Tarifa Regulada de Seguridad del sistema de transporte de gas natural (TRS) a las empresas generadoras eléctricas que pagan dicho concepto; habiéndose previsto

para tal efecto que actuarán como agentes recaudadores del mencionado cargo las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica.

Mediante Ley N° 30543 publicada el 03 de marzo del 2017, y reglamentada mediante Decreto Supremo N°022-2017-EM publicado el 16 de agosto del 2017, se elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética (CASE) y ordena la devolución de dicho importe a los usuarios del servicio energético; se deja sin efecto la aplicación del Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS), y se encarga al Poder Ejecutivo establecer los mecanismos para la devolución de los pagos efectuados a través de los recibos de luz.

(i) Ley Marco Sobre el Cambio Climático -

Mediante Ley N° 30754 publicado el 18 de abril del 2018, se promulgo la Ley Marco Sobre el Cambio Climático. Se rige bajo los principios de la Ley 28611, Ley General del Ambiente; la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente, aprobada por el Decreto Supremo 012-2009-MINAM y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, aprobada por la Resolución Legislativa 26185. La Ley Marco tiene por objeto establecer los principios generales para ejecutar, evaluar y difundir las políticas públicas para la gestión integral de las medidas de adaptación y mitigación al cambio climático, aprovechar las oportunidades del crecimiento bajo en carbono y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por el Estado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas.

(j) Decretos supremos fundados en el marco de situaciones de emergencia -

Mediante Decreto Supremo No. 008-2017-EM publicado el 23 de marzo del 2017, se establece un régimen de autorización para la importación de energía en situación de emergencia. En el marco de situaciones de emergencia según lo dispuesto en la Decisión 757, concordado con el numeral 5.3 del Reglamento Interno para la aplicación de la Decisión 757 de la CAN, y en ausencia de otras opciones disponibles, el COES se encuentra autorizado a realizar intercambios de electricidad de emergencia para asegurar el suministro eléctrico al Servicio Público de Electricidad.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM publicado el 23 de julio del 2018, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entiéndase como Emergencia el desabastecimiento total o parcial de gas natural en el mercado interno por cualquier situación que afecte el suministro y/o transporte y/o distribución de gas natural, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

(k) Decreto Supremo 016-2000–EM

Mediante este decreto, publicado el 14 de setiembre de 2000, se fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas de punta del sistema eléctrico y establecen que las unidades de generación con gas natural declaren un precio único que considera los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, con vigencia desde el mes de julio de cada año por un periodo de 12 meses.

Mediante Decreto Supremo No. 019-2017-EM publicado el 07 de junio del 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo No. 016-2000-EM. Para las generadoras que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consiste en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible, ésta información será presentada dos veces al año. La primera presentación se realiza el último día hábil de la primera quincena de noviembre, estando vigente para el periodo de avenida (desde 1 de diciembre hasta el 31 de mayo del siguiente año) y la segunda se realiza el último día hábil de la primera quincena de mayo, estando vigente en el periodo de estiaje (desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre).

Mediante Decreto Supremo No. 039-2017-EM publicado el 14 de noviembre del 2017, se suspende el proceso de declaración del precio único de gas natural de las centrales termoeléctricas hasta el 31 de diciembre de 2017, referido en el numeral 5.2 del artículo 5 del Decreto Supremo No. 016-2000-EM.

Mediante Decreto Supremo No. 043-2017-EM publicado el 28 de diciembre del 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo No. 016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la Cantidad Diaria Contractual, el consumo especifico, contratos take or pay y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

(l) Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM, se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad y del marco normativo de los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el SEIN, a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad, el plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

(m) Mediante Resolución Osinergmin N°144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES Nº 26 "Cálculo de la Potencia Firme". Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también en nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de septiembre 2019, la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz (previo a la modificación era cero), se determinará considerando la producción de energía en las Horas de Punta del sistema.

(n) Mediante Decreto Supremo N°023-2019-EM publicado el 29 de diciembre del 2019, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2020 la suspensión de la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural (Decretos Supremos N° 046-2010-EM y N° 032-2017-EM).

3. Principales principios y prácticas contables

3.1 Bases de preparación y presentación -

Los estados financieros intermedios de la Compañía han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF"), emitidas por la International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

Los estados financieros intermedios adjuntos han sido preparados en base al costo histórico, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Compañía. Los estados financieros intermedios están presentados en miles de soles (moneda funcional y de presentación), excepto cuando se indique lo contrario.

Los estados financieros intermedios no auditados brindan información comparativa respecto de períodos anteriores; sin embargo, no incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales, por lo que deben leerse conjuntamente con el informe auditado al 31 de diciembre de 2018.

3.2 Nuevas normas e interpretaciones adoptadas por la Compañía -

Las políticas contables adoptadas en la preparación de estados financieros intermedios son consistentes con las seguidas en la preparación de los estados financieros anuales por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, salvo por la adopción de las normas entradas en vigencia a partir del 1 de enero de 2019:

- *NIIF 16 Arrendamientos -*

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 y reemplaza a la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un contrato contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos - Incentivos y SIC-27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, la valoración, la presentación y la información a revelar de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo de balance similar a la actual contabilización de los arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17. La norma incluye dos exenciones al reconocimiento de los arrendamientos por los arrendatarios, los arrendamientos de activos de bajo valor (por ejemplo, los ordenadores personales) y los arrendamientos a corto plazo (es decir, los contratos de arrendamiento con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo por los pagos a realizar por el arrendamiento (es decir, el pasivo por el arrendamiento) y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo por el derecho de uso). Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses correspondiente al pasivo por el arrendamiento y el gasto por la amortización del derecho de uso.

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

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 no se modifica sustancialmente respecto a la contabilidad actual de la NIC 17. Los arrendatarios continuarán clasificando los arrendamientos con los mismos principios de clasificación que en la NIC 17 y registrarán dos tipos de arrendamiento: arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16 también requiere que los arrendatarios y los arrendadores incluyan informaciones a revelar más extensas que las estipuladas en la NIC 17.

La Compañía evaluó el impacto de la NIIF 16 y como consecuencia se registró un aumento del rubro de otros pasivos financieros por S/291,000 y un aumento del rubro propiedades, planta y equipo por el mismo importe.
La Compañía requirió modificar ciertos procesos internos para obtener la información necesaria para aplicar los conceptos de la NIIF 16.

- *CINIIF 23 - Incertidumbre sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias*

La Interpretación aborda la contabilización del impuesto sobre las ganancias cuando los tratamientos tributarios implican una incertidumbre que afecta a la aplicación de la NIC 12 y no se aplica a impuestos o gravámenes fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con intereses y sanciones que se pudieran derivar. La Interpretación aborda específicamente los siguientes aspectos:

- Si una entidad tiene que considerar las incertidumbres fiscales por separado.
- Las hipótesis que hace una entidad sobre si va a ser revisado el tratamiento fiscal por las autoridades fiscales.
- Cómo una entidad determina el resultado fiscal, las bases fiscales, las pérdidas pendientes de compensar, las deducciones fiscales y los tipos impositivos
- Cómo la entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias.

Una entidad debe determinar si considera cada incertidumbre fiscal por separado o junto con una o más incertidumbres fiscales. Se debe seguir el enfoque que mejor estime la resolución de la incertidumbre.

La Compañía ha evaluado y determinado que esta interpretación no genera ningún impacto en los procesos internos o en los estados financieros.

4. Juicios, estimados y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros intermedios requiere que la Gerencia utilice juicios, estimados y supuestos para determinar las cifras reportadas de activos y pasivos, la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, así como las cifras reportadas de ingresos y gastos. Los estimados más significativos se mantienen en relación a los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018.

5. Efectivo y equivalentes de efectivo

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	**2018** S/(000)
Cuentas corrientes y de ahorro (b)	162,575	212,667
Total	162,575	212,667

(b) Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Compañía mantiene sus cuentas corrientes y de ahorro en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad, están depositados en bancos locales con una adecuada calificación de riesgo y generan intereses a tasas de mercado.

6. Cuentas por cobrar comerciales, neto

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	**2018** S/(000)
Energía entregada y no facturada	3,103	2,718
Potencia entregada y no facturada	9,269	7,994
Gas entregado y no facturado	5,835	8,015
Facturas por cobrar	12,399	13,794
	30,606	32,521
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	(9,910)	(9,912)
Total	20,696	22,609

Las cuentas por cobrar comerciales están denominadas en soles y tienen un vencimiento promedio de 30 días.

7. Otras cuentas por cobrar, neto

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Crédito fiscal por impuesto general a las ventas	3,541	3,255
Indemnizaciones por cobrar	2,293	-
Préstamos y adelanto de sueldos al personal	495	373
Anticipos otorgados a proveedores	125	1
Deudores varios	759	753
	7,213	4,382
Efecto de adopción de la NIIF 9	(53)	(193)
Total	7,160	4,189

(b) Las otras cuentas por cobrar están denominadas principalmente en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses.

8. Inventarios, neto

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Petróleo	19,816	20,315
Materiales auxiliares	7,588	6,683
Suministros diversos	378	536
Inventarios por recibir	196	181
	27,978	27,715
Estimación por desvalorización de inventarios (b)	(201)	(201)
Total	27,777	27,514

(b) En opinión de Gerencia, esta situación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de inventarios al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

9. Propiedades, planta, y equipo, neto

(a) A continuación se presenta el movimiento del costo y depreciación acumulada:

	Terrenos	Plantas generadoras	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajo en curso	Total 2018
	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000	S/.000
Costo							
Saldo al 1° de enero de 2018	1,389	838,359	582	638	2,891	30,482	874,341
Adiciones	-	-	-	-	-	14,786	14,786
Transferencia	-	1,423	-	-	1,386	(2,809)	-
Retiros	-	(811)	(382)	-	(180)	(805)	(2,178)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1,389**	**838,971**	**200**	**638**	**4,097**	**41,654**	**886,949**
Adiciones NIIF 16	-	-	291	-	-	-	291
Adiciones		120	-			33,318	33,438
Transferencia	-	13,507	-	-	88	(13,595)	-
Retiros	-	-	(80)	-	(690)		(770)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**1,389**	**852,598**	**411**	**638**	**3,495**	**61,377**	**919,908**
Depreciación acumulada							
Saldo al 1° de enero de 2018	-	258,293	553	387	1,611	-	260,844
Depreciación del ejercicio	-	38,735	2	3	842	-	39,582
Retiros	-	(74)	(355)		(13)	-	(442)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**-**	**296,954**	**200**	**390**	**2,440**	**-**	**299,984**
Depreciación del ejercicio	-	36,555	111	38	266	-	36,970
Retiros	-	-	(80)	-	-	-	(80)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**-**	**333,509**	**231**	**428**	**2,706**	**-**	**336,874**
Valor neto en libros	**1,389**	**519,089**	**180**	**210**	**789**	**61,377**	**583,034**

10. Otros pasivos financieros

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	Diciembre 2019			Diciembre 2018		
	Corriente S/(000)	**No corriente** S/(000)	**Total** S/(000)	**Corriente** S/(000)	**No corriente** S/(000)	**Total** S/(000)
Banco de Crédito del Perú(b)	98,765	4,153	102,918	43,842	104,405	148,247
Scotiabank (c)	31,753	39,691	71,444	32,346	72,780	105,126
BBVA	-	3,727	3,727	-	-	-
Arrendamientos operativos	114	70	184	-	-	-
Total	130,632	47,641	178,273	76,188	177,185	253,373

(b) La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento financiero suscrito el 8 de julio de 2011 con el Banco de Crédito del Perú, hasta por un monto de US$110,000,000, de los cuales se utilizaron US$92,617,000 aproximadamente. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5.8 por ciento y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación".

Con fecha 11 de mayo de 2015, se modificó el contrato de arrendamiento financiero original con el objeto de convertir parte de la deuda, inicialmente otorgada en moneda extranjera, a moneda nacional; el importe adeudado a esa fecha ascendía a US$79,095,000 aproximadamente. Con la modificación, la deuda se fraccionó en dos tramos, uno de US$57,922,000 manteniendo las condiciones originales y otro de S/66,651,000 a una tasa fija en soles de 5.7 por ciento, manteniendo las restantes condiciones del contrato inicial. Al 31 de diciembre de 2019, los saldos de las cuentas por pagar por arrendamiento financiero en dólares estadounidenses y en soles ascienden a US$20,293,000 (equivalente en soles a S/67,313,000) y S/23,351,000, respectivamente (US$28,215,000 equivalente en soles a S/95,339,000 y S/32,467,000 al 31 de diciembre de 2018).

Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú, hasta por un monto de US$9,440,000, de los cuales la utilización final fue US$7,276,000 aproximadamente. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 3 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3.68 por ciento y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en octubre de 2018. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación "de la central térmica de Malacas (TG5). En directorio del 22 de febrero de 2017 se autorizó ampliar el plazo de la operación a 5 años. Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, el saldo de las cuentas por pagar por arrendamiento financiero en dólares estadounidenses asciende a US$3,694,000 y US$6,050,000, respectivamente (equivalente en soles a S/12,254,000 y S/20,441,000, respectivamente).

(c) La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento financiero suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank hasta por un monto de US$54,800,000, de los cuales la utilización final fue US$51,643,000. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3.75 por ciento y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en setiembre de 2017. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar una nueva turbina para la Central Térmica Malacas (TG6). Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, los saldos de la cuenta por pagar por arrendamiento financiero en dólares estadounidenses ascienden a US$ 21,539,000 y US$31,112,000, respectivamente (equivalente en soles a S/71,444,000 y S/105,126,000, respectivamente).

(d) La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento financiero suscrito el 20 de noviembre de 2019 con el BBVA Perú hasta por un monto de US$8,000,000, de los cuales se han utilizado hasta el 31 de diciembre de 2019 US$1,124,000. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 3 años y una tasa fija en dólares estadounidenses de 2.87 por ciento y con amortizaciones trimestrales que iniciaran en junio de 2021 aproximadamente. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar un combustor y sistema de neblina para la turbina TG4 de la Central Térmica Malacas. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de las cuentas por pagar por arrendamiento financiero en dólares estadounidenses asciende a US$ 1,124,000 (equivalente en soles a S/3,727,000).

(e) El valor presente de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento financiero, es como sigue:

	2019 S/(000)	**2018** S/(000)
Hasta 1 año	130,759	86,856
De 1 a 5 años	48,189	183,498
Total a pagar incluyendo cargo financiero	178,948	270,354
Menos – Cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(675)	(16,981)
Valor presente	178,273	253,373

(f) Las principales obligaciones de la Compañía que se detallan en los contratos de arrendamiento financiero son las siguientes:

- Mantener durante toda la vigencia del arrendamiento financiero los siguientes ratios financieros:

  (i) Ratio de cobertura de servicio de deuda para cada periodo de medición deberá ser mayor a 1.1.

  (ii) Ratio de apalancamiento para cada periodo de medición deberá ser menor a 1.50 para el año 2016, menor a 1.25 para el año 2017, y menor a 1.00 para el año 2018 y en adelante.

- El arrendatario solo podrá repartir dividendos o realizar inversiones mayores a US$3,500,000 cuando el ratio de cobertura de servicio de deuda sea mayor o igual a 1.3.

- El cálculo de los ratios indicados se realizará trimestralmente con los estados financieros individuales (o consolidados, de ser el caso) no auditados del arrendatario, correspondientes al cierre de los trimestres terminados en los meses de marzo, junio, setiembre y diciembre de cada año. El flujo de caja para servicio de deuda utilizado en el cálculo de los ratios indicados en el punto anterior serán los acumulados en el periodo de medición correspondiente.

Asimismo, las principales obligaciones de no hacer de la Compañía son las siguientes:

- Abstenerse de participar, sin la previa autorización escrita del banco, en algún proceso de: (i) liquidación; (ii) adquisición de activos o acciones, fusión, escisión, reorganización con empresas ajenas al Grupo ENEL o reducción de capital que determine el incumplimiento de los resguardos financieros por parte del arrendatario o por la empresa resultante, de ser el caso, siempre que el monto de la transacción represente un valor mayor al 15 por ciento del patrimonio del arrendatario. Por lo tanto, cualquier proceso de adquisición, fusión, reorganización o reducción de capital con empresas del Grupo ENEL es permitido, siempre que los resguardos financieros se cumplan, sin necesidad de previa autorización del banco.

- Abstenerse de distribuir dividendos, realizar préstamos o cualquier forma de distribución a sus accionistas o afiliados, sin previa autorización escrita del banco, (i) cuando haya ocurrido y se mantenga un evento de incumplimiento; o, (ii) como consecuencia de dicha distribución se pudiera generar un evento de incumplimiento.

- Abstenerse de reembolsar préstamos a sus accionistas, directores, administradores o empresas vinculadas económicamente o no afiliadas, (i) cuando haya ocurrido y se mantenga un evento de incumplimiento; o (ii) cuando como consecuencia de dicho reembolso se genere un evento de incumplimiento.

- Abstenerse de vender, arrendar, usufructuar, enajenar o transferir sus activos fijos o intangibles, tales como marcas y/o ceder los derechos sobre ellos, bajo cualquier título o modalidad, incluidas las transferencias en fideicomiso, por un monto mayor al 15 por ciento de su patrimonio, ya sea en forma individual o en conjunto, salvo previa autorización del banco. Se exceptúan de esta obligación las transacciones exigidas por las leyes aplicables.

- Abstenerse de otorgar financiamientos a favor de terceras personas naturales o jurídicas, o a favor de sus afiliadas, salvo previa autorización del banco, por monto mayores a los US$5,000,000, no estimándose para efectos de este límite financiamientos comerciales otorgados en el curso ordinario de los negocios del arrendatario.

- Abstenerse de otorgar garantías reales o personales para garantizar obligaciones propias o de terceros por un monto mayor al 15 por ciento de su patrimonio, ya sea en forma individual o en conjunto, salvo previa autorización del banco. Se exceptúan de esta obligación las garantías relacionadas con el arrendamiento financiero, las necesarias para la actividad comercial de la arrendataria y las exigidas por las leyes aplicables.

- Abstenerse de transferir las deudas contraídas con el banco, salvo previa autorización de este último.

- Resolver el contrato de concesión sin previa autorización del banco, salvo en el caso que el arrendatario decida terminar el contrato de concesión, conforme con lo establecido en la cláusula 3.5 de dicho contrato de concesión en lo que se refiere al plazo.

El cumplimiento de las obligaciones descritas en los párrafos anteriores es supervisado por la Gerencia. Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Compañía viene cumpliendo con todas las obligaciones asumidas.

(g) Deuda utilizada para cobertura -

A partir del 1 de octubre de 2015, la Compañía ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar estadounidense, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. La deuda utilizada como cobertura por la Compañía al 31 de diciembre de 2019 asciende a US$4,328,000, equivalentes en soles a S/14,355,000 (US$12,271,000, equivalentes a S/41,464,000 al 31 de diciembre de 2018), con vencimiento hasta marzo del 2020, y está relacionada a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de un contrato de concesión de potencia en firme con el Estado Peruano que tiene un plazo de 20 años desde el año 2010, y que está denominado en dólares estadounidenses (nota 3.2.13).

La diferencia de cambio generada por esta deuda, al tratarse de una operación de cobertura de flujo de caja, se presenta en el rubro "Resultado neto de coberturas de flujo de efectivo" del Estado de Cambios en el Patrimonio y se imputa neto de su efecto impositivo. El movimiento, neto de su efecto impositivo, ha sido el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2018 S/(000)	**Movimiento neto** S/(000)	**Al 31 de diciembre de 2018** S/(000)	**Movimiento neto** S/(000)	**Al 31 de diciembre de 2019** S/(000)
Diferencias en cambio registradas en patrimonio	(2,847)	(1,471)	(4,318)	135	(4,183)
Efecto impositivo	840	435	1,275	(40)	1,235
Total	(2,007)	(1,036)	(3,043)	95	(2,948)

11. Cuentas por pagar comerciales

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	**2018** S/(000)
Facturas por pagar (b)	37,808	35,094
Provisiones de energía, gas y potencia (c)	11,238	12,296
Total	49,046	47,390

(b) Las cuentas por pagar comerciales están denominadas principalmente en soles, son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

(c) La provisión de energía, gas y potencia al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, corresponde a las compras a proveedores en los meses de diciembre de 2019 y de 2018, cuyas facturas fueron recibidas principalmente en enero de 2019 y de 2018, respectivamente.

12. Otras cuentas por pagar

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019		2018	
	Corriente S/(000)	**No corriente** S/(000)	**Corriente** S/(000)	**No corriente** S/(000)
Participación de los trabajadores	2,936		1,894	-
Provisión por desmantelamiento	-	6,408	-	6,105
Provisión plan de retiro voluntario	1,159		671	-
Tributos y contribuciones por pagar	1,349		1,653	-
Aportes a entes reguladores	191		201	-
Intereses por pagar	126		195	-
Compensación por tiempo de servicios	54		14	-
Vacaciones y otros beneficios por pagar	3		8	-
Diversas	1,721		1,373	-
Total	7,539	6,408	6,009	6,105

13. Impuesto a las ganancias

(a) El gasto por impuesto a las ganancias mostrado en el estado de resultados está conformado por:

	2019 S/(000)	**2018** S/(000)
Impuesto a las ganancias		
Corriente	21,176	13,961
Diferido	9,778	12,327
Total	30,954	26,288

14. Dividendos declarados y pagados

Al 31 de diciembre de 2019, se distribuyeron dividendo por S/32,412. Al 31 de diciembre de 2018, no se declararon y pagaron dividendos.

	Tipo de dividendo	**Fecha de acuerdo**	**Dividendos declarados y pagados**	**Dividendo por acción**
			S/ 000	S/
Dividendos 2019				
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2019	24 de abril	12,759	0.172459
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2019	26 de julio	10,562	0.142758
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2019	28 de octubre	9,091	0.122883
			32,412	

15. Ingresos por generación de energía, potencia y gas

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	Diciembre 2019 S/(000)	Diciembre 2018 S/(000)
Venta de energía y potencia		
Terceros	75,250	54,591
Entidades relacionadas, nota 22(a)	58,171	67,247
Compensación por seguridad de suministro		
Terceros	50,579	46,543
Entidades relacionadas, nota 22(a)	12,800	11,152
Venta de gas y líquidos – Terceros	74,680	74,547
Total	271,480	254,080

16. Costo de generación de energía

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Compra de energía:		
Terceros	91,242	84,328
Entidades relacionadas, nota 22(a)	473	254
Estimaciones del ejercicio:		
Depreciación	36,738	39,141
Servicios prestados por terceros	8,122	7,014
Cargas diversas de gestión	4,208	4,083
Cargas de personal, nota 19(b)	8,692	6,668
Tributos	2,547	2,045
Gastos de personal vinculados directamente con las obras en curso	(335)	(764)
Total	151,686	142,769

17. Gastos de administración

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Cargas de personal, nota 19(b)	2,926	2,435
Servicios prestados por terceros	8,662	12,025
Estimaciones del ejercicio:		
Depreciación	232	441
Amortización	456	236
Otros gastos de administración	306	640
Total	12,582	15,777

18. Gastos de ventas

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Cargas de personal, nota 19(b)	1,803	1,607
Servicios prestados por terceros	150	425
Estimación para deterioro de cuentas por cobrar	-	-
Recupero de cuentas por cobrar deterioradas	(142)	(125)
Otros gastos de ventas	76	93
Total	1,887	2,000

19. Gastos de personal

(a) A continuación se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Remuneraciones	6,179	6,549
Participación de los trabajadores	3,778	2,195
Seguridad y previsión social	1,043	893
Compensación por tiempo de servicios	496	435
Otros gastos de personal	1,924	638
Gastos de personal vinculados directamente con las obras en curso	(335)	(764)
Total	13,086	9,946

(b) Los gastos de personal se encuentran distribuidos de la manera siguiente:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Costo de generación energía, nota 16	8,692	6,668
Gastos de administración, nota 17	2,926	2,435
Gastos de ventas, nota 18	1,803	1,607
Gastos de personal vinculados directamente con las obras en curso	(335)	(764)
Total	13,086	9,946

20. Ingresos financieros

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Intereses sobre depósitos bancarios y otros	4,613	4,259
Intereses por préstamos a entidades relacionadas, nota 22(a)	1,613	1,366
Exceso de intereses por contingencias	706	-
Total	6,932	5,625

21. Gastos financieros

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Intereses por obligaciones financieras	10,500	14,036
Reversión de intereses por contingencias	-	(83)
Otros gastos financieros	440	477
Total	10,940	14,430

22. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

(a) Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Compañía ha efectuado, principalmente, las siguientes transacciones con entidades relacionadas:

	2019		2018	
	Ingresos S/(000)	**Gastos** S/(000)	**Ingresos** S/(000)	**Gastos** S/(000)
Entidad controladora:				
Servicios administrativos	-	-	274	-
Intereses sobre préstamos, nota 20	560		-	-
Entidades relacionadas:				
Venta de energía, potencia y gas, nota 15	70,971		78,399	-
Costo de generación de energía, nota 16		473	-	254
Servicios de informática		22	-	46
Honorarios, gastos administrativos y otros		1,569	-	2,085
Servicios administrativos	1,780	5,893	2,621	8,653
Intereses sobre préstamos, nota 20	1,053		1,366	-

(b) Como resultado de estas y otras transacciones realizadas con entidades relacionadas, a continuación, se presenta el saldo de las cuentas por cobrar y por pagar al 31 de diciembre de 2019 y de 2018:

	2019 S/(000)	**2018** S/(000)
Cuentas por cobrar -		
Entidad Controladora:		
Enel Perú S.A.C.	19,473	449
	19,473	449
Entidades relacionadas:		
Enel Distribución Perú S.A.A	6,634	6,371
Enel Generación Perú S.A.A.	4,146	3,467
Enel Green Power Perú S.A.	317	330
Energética Monzón S.A.C.	74	76
Chinango S.A.C.	167	43
Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	46	40
Enel Latinoamérica S.A.	12	12
	11,396	10,339
Total	30,869	10,788

	2019 S/(000)	2018 S/(000)
Cuentas por pagar -		
Entidades relacionadas:		
Enel Generación Perú S.A.A.	5,887	8,912
Enel S.p.A	5,035	4,665
Enel Produzione S.P.A.	3,993	3,539
Enel Distribución Perú S.A.A.	4,077	2,752
Enel Global Thermal Generation	1,427	1,201
Enel Italia	1,121	890
Enel Italia Global	-	539
Enel Generación Chile S.A.	259	436
Enel Green Power Perú	64	92
Chinango S.A.C.	21	21
Total	21,884	23,047

(c) La Compañía ha definido como personal clave a los directores y a sus distintas gerencias operativas. Las remuneraciones pagadas al personal clave ascienden a S/537,000 y S/605,000 al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, respectivamente.

(d) Al 31 de diciembre de 2018, no se distribuyeron dividendos. En el año 2019 se distribuyeron dividendos por S/31,277,000, que corresponden a Enel Perú S.A.C.

(e) Términos y condiciones de transacciones con partes relacionadas -
Las ventas y compras con partes relacionadas se hacen en condiciones de mercado equivalentes a aquellas aplicadas a transacciones entre partes independientes. Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Compañía no ha registrado ninguna estimación para cuentas de cobranza dudosa en relación a los saldos adeudados por las partes relacionadas. Esta evaluación se realiza anualmente examinando la posición comercial de la parte relacionada y del mercado en el que opera.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, las cuentas por cobrar y por pagar clasificadas como corrientes al 31 de diciembre de 2019, serán cobradas y pagadas durante el año 2020.

23. Situación tributaria

La situación tributaria que mantiene la compañía no ha sufrido cambios significativos en relación a lo revelado en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018.

24. Contingencias

Las contingencias que mantiene la Compañía no han sufrido cambios significativos en relación a lo revelado en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018.

25. Estados Financieros comparativos

Para fines comparativos con los estados financieros al 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha reclasificado del saldo de gastos de personal en el estado integrales de resultados al 31 de diciembre de 2018 de la siguiente forma:

	Anteriormente reportado		Actualmente reportado
Costo de servicio de distribución de energía, nota 16	4,042	2,626	6,668
Gastos de administración, nota 17	4,868	(2,433)	2,435
Gastos de venta, nota 18	1,800	(193)	1,607
Gastos de personal vinculados con obras en curso	(764)	-	(764)
Total	9,946	-	9,946

26. Hechos ocurridos después del periodo sobre el que se informa

Desde el 31 de diciembre de 2019 hasta la fecha del presente informe, no ha ocurrido ningún hecho significativo que afecte a los estados financieros.