

Enel Generación Perú S.A.A. y  
Subsidiaria  
Información financiera intermedia (no  
auditada)

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**  
Estado Consolidado de Situación Financiera  
Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Activos</b>			
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	198,518	555,622
Cuentas por cobrar comerciales	9	224,942	232,415
Otras cuentas por cobrar	11	15,418	26,920
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	10	94,163	205,761
Inventarios	12	67,945	67,526
Activos por impuesto a las ganancias		12,054	-
Seguros pagados por adelantado		1,260	32,840
<b>Total activo corriente</b>		<b>614,300</b>	<b>1,121,084</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Propiedades, planta y equipo	13	3,307,174	3,215,794
Intangibles	14	81,529	88,072
Otros activos no financieros		282,805	160,425
<b>Total activo no corriente</b>		<b>3,671,508</b>	<b>3,464,291</b>
<b>Total activos</b>		<b>4,285,808</b>	<b>4,585,375</b>

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Pasivos</b>			
<b>Pasivos corrientes</b>			
Otros pasivos financieros	16	222,195	27,197
Cuentas por pagar comerciales	17	227,067	224,202
Otras cuentas por pagar	18	71,910	49,917
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	11(b)	95,791	98,436
Ingresos diferidos	19	3,289	3,289
Otras provisiones	20	10,271	176,518
Pasivo por impuesto a las ganancias		-	86,452
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>630,523</b>	<b>666,011</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Otros pasivos financieros	16	65,271	87,044
Ingresos diferidos	19	70,003	73,292
Otras cuentas por pagar	18	5,673	6,895
Otras provisiones	20	184,769	67,470
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido, neto		660,686	612,592
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>986,402</b>	<b>847,293</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>1,616,925</b>	<b>1,513,304</b>
<b>Patrimonio neto</b>			
Capital emitido		2,108,101	2,498,101
Capital adicional		3,713	3,713
Otras reservas de capital		228,733	182,573
Resultados acumulados		291,097	350,903
Otras reservas del patrimonio		(43,926)	(40,596)
Participación no controladora		81,165	77,377
<b>Total patrimonio</b>		<b>2,668,883</b>	<b>3,072,071</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>4,285,808</b>	<b>4,585,375</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**

Estado Consolidado de Resultados

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

	Nota	Periodo intermedio		Periodo acumulado	
		del 1 de octubre al 31 de diciembre	del 1 de octubre al 31 de diciembre	del 1 de enero al 31 de diciembre	del 1 de enero al 31 de diciembre
<i>En miles de soles</i>		2021	2020	2021	2020
Ingresos por generación de energía y potencia	22	496,799	425,525	1,789,197	1,540,055
Costo de generación de energía	23	(242,423)	(252,242)	(908,082)	(836,874)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>254,376</b>	<b>173,283</b>	<b>881,115</b>	<b>703,181</b>
Gastos de administración	24	(18,639)	(10,162)	(79,587)	(72,289)
Otros gastos		(123)	-	(166)	-
Otros ingresos	26	4,856	19,258	49,558	32,234
<b>Resultados de actividades operacionales</b>		<b>240,470</b>	<b>182,379</b>	<b>850,920</b>	<b>663,126</b>
Ingresos financieros	27	4,348	2,619	7,686	15,015
Gastos financieros	27	3,377	(2,804)	(1,402)	(10,288)
Diferencia de cambio neta		(3,625)	433	13,551	31,206
<b>Utilidad antes de impuesto</b>		<b>244,570</b>	<b>182,627</b>	<b>870,755</b>	<b>699,059</b>
Impuesto a las ganancias	28	(67,161)	(61,663)	(264,499)	(220,387)
<b>Resultado del periodo</b>		<b>177,409</b>	<b>120,964</b>	<b>606,256</b>	<b>478,672</b>
<b>Utilidad neta atribuible a:</b>					
Propietarios de la controladora		171,088	116,990	587,578	465,245
Participación no controladora		6,321	3,974	18,678	13,427
		<b>177,409</b>	<b>120,964</b>	<b>606,256</b>	<b>478,672</b>
<b>Utilidad neta por acción básica y diluida (en soles)</b>					
Promedio ponderado del número de acciones en circulación (en miles de unidades)		0.071	0.041	0.245	0.164
		2,395,570	2,838,751	2,395,570	2,838,751

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**

Estado Consolidado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

	Periodo intermedio		Periodo acumulado	
	del 1 de octubre al 31 de diciembre		del 1 de enero al 31 de diciembre	
<i>En miles de soles</i>	2021	2020	2021	2020
<b>Resultado del periodo</b>	177,409	120,964	606,256	478,672
<b>Otros resultados integrales</b>				
Variación por cobertura de flujos de efectivo, neto de impuesto a las ganancias	9,140	2,449	(3,009)	(2,457)
<b>Total resultados integrales del periodo</b>	<b>186,549</b>	<b>123,413</b>	<b>603,247</b>	<b>476,215</b>
<b>Resultados integrales atribuibles a:</b>				
Propietarios de la controladora	180,138	119,367	584,248	462,503
Participación no controladora	6,411	4,046	18,999	13,712
	<b>186,549</b>	<b>123,413</b>	<b>603,247</b>	<b>476,215</b>

*Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.*

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**  
Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio  
Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

<i>En miles de soles</i>	<b>Capital emitido</b>	<b>Capital adicional</b>	<b>Otras reservas de capital</b>	<b>Cobertura de flujos de efectivo</b>	<b>Otras reservas</b>	<b>Resultados acumulados</b>	<b>Total</b>	<b>Participación de las acciones no Controladores</b>	<b>Total Patrimonio</b>
<b>Saldos al 1 de enero de 2020</b>	2,498,101	3,713	129,839	(31,932)	(5,922)	562,580	3,156,379	76,180	3,232,559
Utilidad neta	-	-	-	-	-	465,245	465,245	13,427	478,672
Otros resultados integrales, neto del impuesto a las ganancias	-	-	-	(2,742)	-	-	(2,742)	285	(2,457)
<b>Resultado integral del ejercicio</b>	-	-	-	(2,742)	-	465,245	462,503	13,712	476,215
Dividendos	-	-	-	-	-	(624,188)	(624,188)	(12,515)	(636,703)
Reserva legal	-	-	52,734	-	-	(52,734)	-	-	-
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2020</b>	2,498,101	3,713	182,573	(34,674)	(5,922)	350,903	2,994,694	77,377	3,072,071
<b>Saldos al 1 de enero de 2021</b>	<b>2,498,101</b>	<b>3,713</b>	<b>182,573</b>	<b>(34,674)</b>	<b>(5,922)</b>	<b>350,903</b>	<b>2,994,694</b>	<b>77,377</b>	<b>3,072,071</b>
Utilidad neta	-	-	-	-	-	587,578	587,578	18,678	606,256
Otros resultados integrales, neto del impuesto a las ganancias	-	-	-	(3,330)	-	-	(3,330)	321	(3,009)
<b>Resultado integral total del ejercicio</b>	-	-	-	(3,330)	-	587,578	584,248	18,999	603,247
Dividendos	-	-	-	-	-	(601,224)	(601,224)	(15,211)	(616,435)
Otros cambios en el patrimonio	(390,000)	-	-	-	-	-	(390,000)	-	(390,000)
Reserva legal	-	-	46,160	-	-	(46,160)	-	-	-
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2021</b>	<b>2,108,101</b>	<b>3,713</b>	<b>228,733</b>	<b>(38,004)</b>	<b>(5,922)</b>	<b>291,097</b>	<b>2,587,718</b>	<b>81,165</b>	<b>2,668,883</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**

## Estado Consolidado de Flujos de Efectivo

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Flujo de efectivo procedentes de las actividades de operación</b>			
Cobranza a clientes		2,860,926	2,584,768
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad de operación		11,266	72,852
Pagos a proveedores de bienes y servicios		(1,495,847)	(1,528,682)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(90,151)	(77,842)
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de operación		(423,997)	(212,900)
Cobro de intereses recibidos (no incluidos en la actividad de inversión)		838	6,590
Pago por impuesto a las ganancias		(318,971)	(126,025)
<b>Flujos procedentes de las actividades de operación</b>		<b>544,064</b>	<b>718,761</b>
<b>Flujo de efectivo procedente de actividades de inversión</b>			
Reembolsos recibidos de préstamos a entidades relacionadas		314,855	254,896
Cobro de intereses		1,747	2,660
Préstamos otorgados a entidades relacionadas		(210,565)	(240,582)
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles		(193,015)	(149,921)
<b>Flujo neto usado en las actividades de inversión</b>		<b>(86,978)</b>	<b>(132,947)</b>
<b>Flujo de efectivo procedente de actividades de financiamiento</b>			
Obtención de préstamos con entidades bancarias		505,212	-
Amortización o pago de préstamos con entidades bancarias		(347,659)	(36,007)
Obtención de Préstamos de entidades relacionadas		23,000	-
Pago de dividendos		(616,435)	(636,703)
Pago de intereses		(4,767)	(6,145)
Reducción de capital		(390,000)	-
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de financiamiento		(10,796)	(3,877)
<b>Flujo neto usado en las actividades de financiamiento</b>		<b>(841,445)</b>	<b>(682,732)</b>
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo		(384,359)	(96,918)
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo mantenido		27,255	33,617
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio		555,622	618,923
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>		<b>198,518</b>	<b>555,622</b>

*Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.*

## 1. Antecedentes y actividad económica

### (a) Antecedentes

Enel Generación Perú S.A.A. (en adelante “la Compañía”), es una subsidiaria de Enel Perú S.A.C., la cual posee el 83.60 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.

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, la Compañía tiene como única subsidiaria a Chinango S.A.C. (en adelante “la Subsidiaria”), en la que tiene una participación del 80 por ciento en el capital social.

El domicilio legal de la Compañía y su Subsidiaria, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Calle César López Rojas 201, San Miguel, Lima, Perú.

### (b) Actividad económica

La Compañía y su subsidiaria tienen como objetivo la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas y públicas locales. La Compañía cuenta con cinco centrales hidroeléctricas ubicadas en las cuencas de los Ríos Santa Eulalia y Rímac, a una distancia aproximada de 50 Km. de la ciudad de Lima, con una potencia efectiva de generación de 600 MW. Asimismo, es propietaria de dos centrales de generación termoeléctricas, una con potencia efectiva de 410.6 MW, ubicada en el Cercado de Lima y otra con 471.6 MW ubicada en Ventanilla. La potencia efectiva total asciende a 1,482.2 MW. La Subsidiaria cuenta con dos centrales hidroeléctricas ubicadas en el departamento de Junin, Yanango en el distrito de San Ramon, provincia de Chanchamayo y Chimay en el distrito de Monobamba, provincia de Jauja, cuya capacidad efectiva de generación es de 195.4 MW.

A continuación, se presentan los principales datos de los estados financieros de la Subsidiaria al 31 de diciembre de 2021 y de 2020:

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Activos	570,021	506,678
Pasivo	165,842	121,028
Patrimonio neto	404,179	385,650
Ingresos	181,218	143,318
Utilidad operativa	131,417	95,534
Utilidad neta	92,980	66,723

### (c) Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 fueron autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 15 de febrero de 2021.

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 1 de marzo de 2022 y serán presentados para su aprobación a la Junta General de Accionistas dentro de los plazos establecidos por Ley. En opinión de la Gerencia, dichos estados financieros consolidados serán aprobados sin modificaciones.

**(d) Pandemia COVID -19**

En marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró como “pandemia” al brote de Coronavirus (COVID-19), debido a su rápida propagación por el mundo. La mayoría de los gobiernos han tomado medidas para contener su expansión, las cuales incluyen: aislamiento, confinamiento, cuarentena y restricción al libre movimiento de personas, cierre de locales públicos y privados, salvo los denominados esenciales o de primera necesidad (sanitarios, alimenticios, energía, combustibles y comunicaciones), cierre de fronteras y reducción drástica del transporte aéreo, marítimo, ferroviario y terrestre entre otras actuaciones.

El 6 de marzo de 2020, el Gobierno peruano comunicó sobre el primer caso de COVID-19 en nuestro país y declaró al Perú en estado de emergencia nacional. Se tomaron diversas medidas para la contención de la pandemia, siendo las principales: el aislamiento social obligatorio, suspensión de ciertos derechos constitucionales, libre tránsito de las personas en el país, aseguramiento al acceso de servicios públicos y bienes esenciales entre otras medidas.

El sector energía es considerado esencial y ha seguido realizando sus actividades de manera ininterrumpida, tanto en el sector de generación como de distribución eléctrica. Durante 2020, el Gobierno otorgó ciertos beneficios con la finalidad de apoyar a los sectores más vulnerables de la población, mediante el fraccionamiento de la deuda de energía, asumiendo el Estado los intereses compensatorios y otorgamiento de bonos para pagar la deuda de los mismos.

En enero de 2021, el Gobierno anunció nuevas medidas ante la crisis sanitaria y el incremento de los casos de contagios o “segunda ola”. Estas medidas están diferenciadas según las zonas de riesgo en las que se han dividido las regiones del país, las cuales son: “Riesgo Moderado”, “Alto”, “Muy Alto” y “Extremo”. Las diferentes medidas van desde la inmovilización social hasta restricciones de ciertas actividades económicas.

En enero de 2022, debido al incremento de los contagios se declaró una “tercera ola”. A la fecha de emisión del presente informe, Junín se encontraba clasificada como de “riesgo alto”, mientras que Lima Metropolitana y Callao se encontraban clasificadas como de “riesgo moderado”, lo que supone restricciones para algunas actividades de acuerdo al nivel de alerta.

En febrero de 2021 llegó al país el primer lote de vacunas contra el COVID-19, empezando de esta forma el proceso de inoculación de la población. A diciembre de 2021, se ha logrado vacunar aproximadamente a 21.9 millones de personas (con 2 dosis) y a 24.7 millones de personas se les ha aplicado la primera dosis, según estadística proporcionada por el Ministerio de Salud. Asimismo, se ha logrado vacunar con una tercera dosis a 4.1 millones de personas. La aplicación de las vacunas se desarrolla en función de la vulnerabilidad asociada al rango de edad y tiempo transcurrido entre dosis. Al cierre de este informe, el estado de emergencia nacional había sido extendido hasta el 31 de marzo de 2022.

La Compañía y su subsidiaria han adoptado todas las medidas que ha considerado necesarias y convenientes para la continuidad operacional, asegurando la seguridad y protección de la salud de sus colaboradores y clientes de acuerdo con las medidas ordenadas por las autoridades competentes, para el control de la COVID-19.

La Compañía y su subsidiaria realizaron la evaluación de los impactos en los estados financieros consolidados, relacionados con las acciones de respuesta a la pandemia por COVID-19 ejecutadas durante los años 2021 y 2020, no identificando efectos significativos, de acuerdo con lo dispuesto por las Normas Internacionales de Información Financiera y su correspondiente impacto tributario.



## **2. Regulación Operativa y Normas Legales que afectan las Actividades del Sector Eléctrico y principales contratos**

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 N° 25844 y, el 19 de febrero de 1993, se promulgó su Reglamento mediante Decreto Supremo N° 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 Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante del SEIN.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 publicado el 16 de septiembre de 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 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, distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a estos últimos como integrantes del COES-SINAC, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con 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 esté destinada 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 modificó 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 N° 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 y de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes. De igual manera, tiene a su cargo la fijación de las tarifas eléctricas para los usuarios regulados, de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas.

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.

**(d) 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 la aplicación 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 N° 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 N° 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 afecta el desarrollo normal de las operaciones de la Compañía.

Mediante Decreto de Urgencia N° 013-2019 publicado el 19 de noviembre de 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. El presente Decreto de Urgencia entró en vigencia a partir del 01 de marzo de 2021.

Con fecha 6 de enero de 2021 se publicó la Ley N° 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial. Con la entrada en vigencia esta norma, lo que supone la previa aprobación de su reglamento y otras adecuaciones normativas dispuestas por la propia ley, se derogará el contenido de la Ley N° 26876 con excepción de su artículo 13°, el mismo que modifica el artículo 122° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (relativo a las restricciones de concentración en el sector eléctrico) así como el Decreto de Urgencia N° 013-2019 que establecía el control previo de operaciones de concentración empresarial a partir del 1 marzo de 2021.

Mediante el Decreto Supremo N° 039-2021-PCM, publicado el 4 de marzo del 2021, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 31112 que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial.

**(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 N° 014-2019-EM) y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 039-2014-EM).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo 0004-2021-OEFA/CD, publicada el 17 de marzo del 2021, se aprueba el plan anual de evaluación y fiscalización ambiental – Planefa del organismo de evaluación y fiscalización ambiental – OEFA correspondiente al año 2022.

**(g) Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad**

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, se aprobó 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 N° 033-2017-EM publicado el 02 de octubre de 2017, se dispuso que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM en vigencia a partir del 1 de enero de 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 de 2018, se modificaron diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, donde se precisan los aspectos de la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

**(h) Ley Marco Sobre el Cambio Climático**

Mediante Ley N° 30754 publicado el 18 de abril de 2018, se promulgó 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.

Cabe señalar que mediante el D.S. N° 006-2020-MINAM, publicado el 04 de julio de 2020, se creó la Comisión Multisectorial de carácter permanente denominada “Comisión de Alto Nivel de Cambio Climático (CANCC)”.

**(i) Decretos supremos fundados en el marco de situaciones de emergencia**

Mediante Decreto Supremo N° 008-2017-EM publicado el 23 de marzo de 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 Comunidad Andina de Negocio (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 de 2018, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entendiéndose 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.

**(j) Decreto Supremo N° 016-2000-EM**

Mediante este decreto, publicado el 14 de septiembre de 2000, se fijaron horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas de punta del sistema eléctrico y establece 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 N° 019-2017-EM publicado el 07 de junio de 2017, se modificó el artículo 5 del Decreto Supremo N° 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, esta 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 01 de junio hasta el 30 de noviembre).

Mediante Decreto Supremo N° 039-2017-EM publicado el 14 de noviembre de 2017, se suspendió 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 N° 016-2000-EM.

Mediante Decreto Supremo N° 043-2017-EM publicado el 28 de diciembre de 2017, se modificó el artículo 5 del Decreto Supremo N° 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 específico, contratos take or pay y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

**(k) Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM del 20 de junio de 2019**

Se creó 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.

**(l) Mediante Resolución Osinergmin N° 144-2019-OS/CD se modificó el Procedimiento Técnico del COES N° 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 de 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.

**(m) Mediante Decreto Supremo N° 023-2019-EM publicado el 29 de diciembre de 2019**

Se prorrogó 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).

**(n) Normas aprobadas con impacto significativo en el Sector Eléctrico Peruano**

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 161-2020-OS/CD, publicado el 23 de octubre del 2020, se modificaron procedimientos técnicos del COES N° 10 y COES N° 30; asimismo la definición de los términos demanda coincidente, retiro y restricciones de capacidad de transmisión del glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 166-2020-OS/CD, publicado el 30 de octubre del 2020, se aprobaron procedimientos para la fiscalización de contratos y autorizaciones del subsector eléctrico y contratos de concesión en las actividades de gas natural.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 208-2020-OS/CD, publicado el 18 de diciembre del 2020, se aprobaron "Reglamento de fiscalización y sanción de las actividades energéticas y mineras a cargo de Osinergmin"

Mediante el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, publicado el 21 de diciembre del 2020, se establecieron disposiciones para la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica.

Mediante el Decreto Supremo N° 034-2020-EM, publicado el 30 de diciembre del 2020, se suspendió la implementación del reglamento del mercado secundario de gas natural aprobado mediante el Decreto Supremo N° 046-2010-EM.

Mediante la Resolución Ministerial N°422-2020 MINEM/DM, publicado el 31 de diciembre del 2020, se aprobó el Plan de Transmisión 2021-2030.

Mediante el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, publicado el 1 de febrero del 2021, se establecieron disposiciones de mejora en la eficiencia del uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 012-2021-OS/CD, publicada el 1 de febrero del 2021, se aprobó el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la operación diaria (PR-06)”.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 030-2021-OS/CD, publicada el 27 de febrero del 2021, se aprobó el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN”.

La Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 083-2021-OS/CD, publicado el 30 de abril del 2021, aprobó la modificación del Procedimiento Técnico N° 20 del COES “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

La Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 092-2021-OS/CD, publicado 03 de mayo del 2021, aprobó la modificación el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" en el cual se cambió la declaración de precios de gas por precios auditados que incluyen toda la cadena (Producción, Transporte y Distribución) el impacto significativo será en el incremento del costo marginal.

Mediante la Resolución Ministerial N° 146-2021-MINEM/DM, publicado el 18 de mayo del 2021, encargó a ProInversión los procesos de promoción de la inversión privada de diversos Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030, aprobado mediante R.M. N° 422-2020-MINEM/DM. Estos proyectos vinculantes reforzarán el sistema eléctrico de tal manera que se permita mayor penetración energías renovables.

El Decreto Supremo 012-2021-EM, publicado el 19 de mayo del 2021, aprobó el Reglamento para Optimizar el uso del Gas Natural y crea el Gestor del Gas Natural.

Mediante Resolución Directoral N° 0084-2021-MINEM/DGE, publicado el 25 de mayo del 2021, se aprobó la modificación del numeral 5.4.10 de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados con la finalidad de mejorar el criterio de eficiencia que permita el máximo aprovechamiento del gas natural para la generación de electricidad.

Mediante la Resolución Ministerial N° 153-2021-MINEM/DM, publicado el 26 de mayo del 2021, se fijaron las Horas de Punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 096-2021-OS/CD, publicado el 29 de mayo del 2021, se aprobó el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 25 (PR-25): "Determinación de los Factores de Indisponibilidad Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" de los Criterios y Metodología para determinar los respectivos Factores de Referencia a la Contratación (FRC) y de los FRC para el periodo 01 de junio de 2021 al 30 de abril de 2025.

Mediante Resolución Ministerial N° 096-2021-MINAM, publicada el 07 de junio del 2021, se aprobó el "Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Perú: un insumo para la actualización de la Estrategia Nacional ante el Cambio Climático".

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 120-2021-OS/CD, publicada el 12 de junio del 2021, se aprobó la "Guía Metodológica para el Cálculo de la Multa Base", que modificó el Reglamento de Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin y modificó las disposiciones relacionadas a autoridades administrativas en los procedimientos tramitados ante Osinergmin en el sector energético y minero.

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 185-2021-OS-CD, publicado el 29 de Julio del 2021, se aprobaron las modificaciones al "Procedimiento para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el marco de la Ley N° 28832"

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 194-2021-OS-CD, publicado el 24 de agosto del 2021, se dispuso la publicación del Informe Técnico N° 569-2021-GRT, "Proceso de Regulación de los Precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2021 – abril 2022"

Mediante la Resolución Directoral 159-2021-MINEM-DGE, publicada el 29 de septiembre del 2021, se establecieron diversos Sectores de Distribución Típicos para efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2022 y 2023.

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 205-2021-OS-CD, publicado el 29 de septiembre del 2021, se dispuso la publicación del Informe Técnico N° 609-2021-GRT “Proceso de Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” correspondiente al periodo mayo 2021 – abril 2025.

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 208-2021-OS-CD, publicada el 29 de septiembre del 2021, se aprobó el “Procedimiento para la fiscalización de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad”.

Mediante Resolución Jefatural N° 0196-2021-ANA, publicada el 19 de octubre del 2021, se aprobaron los “Lineamientos Generales para la Actualización de Planes de Gestión de Recursos Hídricos en Cuencas”.

Mediante Resolución Ministerial N° 196-2021-MINAM, publicada el 20 de octubre del 2021, se aprobaron los “Lineamientos metodológicos para la formulación y actualización de los Planes Locales de Cambio Climático y sus anexos”.

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 226-2021-OS-CD, publicada el 30 de octubre del 2021, se aprobaron los factores de actualización “p” aplicables a partir del 04 de noviembre de 2021 para determinar los cargos unitarios por Compensación por Seguridad de Suministro de Reserva Fría, por Prima, por FISE, y por Capacidad de Generación Eléctrica.

Mediante Decreto Supremo N° 030-2021-MINAM, publicado el 30 de octubre del 2021, se aprobaron Límites Máximos Permisibles para emisiones atmosféricas de las actividades de generación termoeléctrica.

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 244-2021-OS-CD, publicada el 18 de diciembre del 2021, se modificó el Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” (PR-07).

### **3. Compromisos**

Los compromisos que mantienen la Compañía y su Subsidiaria no han sufrido cambios significativos en relación a lo revelado en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2020.

### **4. Bases de preparación de los Estados Financieros y de consolidación**

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB por sus siglas en inglés) y vigentes al 31 de diciembre 2021 y de 2020, respectivamente. La compañía presenta sus estados financieros consolidados intermedios de forma condensada según lo establecido en la NIC 34 – Información Financiera Intermedia.

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados sobre la base del costo histórico, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Compañía a excepción de los instrumentos financieros derivados, registrados a su valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en soles (moneda funcional y de presentación) y todos los valores están redondeados a miles de soles, excepto cuando se indique lo contrario.

Los estados financieros consolidados intermedios no auditados brindan información comparativa respecto de períodos anteriores; sin embargo, no incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros consolidados anuales, por lo que deben leerse conjuntamente con el informe auditado al 31 de diciembre de 2020.

**- Base de consolidación:**

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de la Compañía y su Subsidiaria desde la fecha en la que ejerce control sobre la misma. El control se obtiene cuando la Compañía está expuesta o tiene derecho a rendimientos variables procedentes de su participación en la entidad receptora de la inversión y tiene la capacidad de afectar tales rendimientos a través de su poder sobre esta última.

Específicamente la Compañía controla una entidad receptora de la inversión si y sólo si tiene:

- Poder sobre la entidad receptora de la inversión; es decir, existen derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes de la misma,
- Exposición o derecho a rendimientos variables procedentes de su participación en la entidad receptora de la inversión, y
- Capacidad de utilizar su poder sobre la entidad receptora de la inversión para afectar sus rendimientos de forma significativa.

Por lo general, se presume que una mayoría de votos o derechos similares de la entidad receptora de la inversión otorgan el control sobre dicha entidad. La Compañía considera todos los hechos y circunstancias pertinentes a fin de evaluar si tiene o no el poder sobre dicha entidad, lo que incluye:

- El acuerdo contractual entre la Compañía y los otros tenedores de voto de la entidad receptora de la inversión.
- Los derechos que surjan de otros acuerdos contractuales.
- Los derechos de voto del inversor, sus derechos potenciales de voto o una combinación de ambos.

La Compañía evalúa nuevamente si tiene o no el control sobre una entidad receptora de la inversión y si los hechos y las circunstancias indican que existen cambios en uno o más de los tres elementos de control arriba descritos.

El resultado del periodo y cada componente de otros resultados integrales son atribuidos a los propietarios de la controladora y a las participaciones no controladoras, incluso si esto resulta en participaciones no controladoras con saldo negativo. Cuando es necesario, se hacen ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las de la Compañía. Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre entidades consolidadas por la Compañía son eliminados en su totalidad.

Un cambio en la participación de una subsidiaria, sin pérdida de control, se contabiliza como una transacción patrimonial.

Si la Compañía pierde el control sobre una subsidiaria, se da de baja los activos relacionados (incluyendo la plusvalía), pasivos, participaciones no controladoras y otros componentes del patrimonio; mientras que cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en el estado consolidado de resultados. Cualquier participación retenida en dicha inversión es reconocida a su valor razonable.

**5. Juicios, estimados y supuestos contables significativos**

La preparación de los estados financieros consolidados 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 consolidados auditados al 31 de diciembre de 2020.



## 6. Principales Políticas Contables

Las políticas contables adoptadas en la preparación de estados financieros consolidados intermedios son consistentes con las seguidas en la preparación de los estados financieros consolidados anuales por el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

## 7. Administración de riesgos financieros

La Gerencia de la Compañía es responsable de administrar la gestión de riesgos financieros, para lo cual cuenta con políticas que son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, así como para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Compañía.

Actualmente la empresa está expuesta a los siguientes riesgos financieros:

- **Riesgo de tipo de cambio:** Asociado al impacto que puede tener sobre el valor de las posiciones activas y pasivas en moneda extranjera que mantiene la Empresa. Considerando que algunos de sus ingresos y obligaciones están expresados en moneda extranjera, la Gerencia de la Compañía ejecuta acciones de mitigación del riesgo cambiario.

La compañía supervisa y gestiona el riesgo de tipo de cambio para acotar la volatilidad observada durante este año, debido a la pandemia del COVID-19 y a los cambios en el escenario político, que ha tenido algunos impactos sobre los resultados del período.

- **Riesgo de tipo de interés:** La exposición a cambios en la tasa de interés, afecta el valor de las posiciones financieras sujetas a una tasa de interés variable. La Compañía no mantiene posiciones financieras significativas de activos o pasivos a tasas de interés variables. La volatilidad actual del mercado financiero no ha tenido un impacto negativo sobre los resultados de la Compañía.
- **Riesgo crediticio:** El riesgo de contraparte se gestiona tanto desde la perspectiva de los agentes financieros con los que la Compañía trabaja, como de los clientes comerciales. La Compañía sólo utiliza contrapartes con calificación de grado de inversión para colocar sus excedentes de liquidez, mientras que hace seguimiento al comportamiento de la cartera de clientes, debido a la contracción de la actividad productiva observada en el periodo y se adoptan medidas para mitigar el impacto de la menor demanda.

## 8. Electivo y Equivalentes al Efectivo

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Cuentas corrientes (a)	198,518	555,622
	<b>198,518</b>	<b>555,622</b>

- (a) Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, la Compañía y su Subsidiaria mantienen sus cuentas corrientes en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad, están depositados en bancos locales con una alta evaluación crediticia y generan intereses a tasas de mercado.

## 9. Cuentas por Cobrar Comerciales

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	2021	2020
Energía facturada a clientes	63,930	83,272
Energía y potencia entregada y no facturada	162,036	149,969
	<b>225,966</b>	<b>233,241</b>
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	(1,024)	(826)
	<b>224,942</b>	<b>232,415</b>

## 10. Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

(a) Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, la Compañía y su Subsidiaria han efectuado las siguientes transacciones con entidades relacionadas:

<i>En miles de soles</i>	2021		2020	
	Ingresos	Gastos/ costos	Ingresos	Gastos/ costos
<b>Entidad Controladora</b>				
Intereses por préstamos concedidos	1,266	-	3,575	-
<b>Entidades relacionadas</b>				
Ingresos por generación de energía y potencia	506,573	-	462,314	-
Servicios de administración y operación	16,743	7,966	14,106	7,727
Intereses por préstamos concedidos	798	-	3,438	-
Compra de energía	-	24,345	-	24,502
Servicios de informática	-	5,434	-	1,250
Honorarios, gastos administrativos	-	18,200	-	-
Otros	297	419	12	1,659
	<b>525,677</b>	<b>56,364</b>	<b>483,445</b>	<b>35,138</b>

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**  
 Nota a los Estados Financieros Consolidados  
 Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

- (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 2021 y de 2020:

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Cuentas por cobrar comerciales</b>		
<b>Entidades relacionadas</b>		
Enel Distribución Perú S.A.A.	52,872	53,045
Enel Generación Piura S.A.	15	15
Enel Green Power Perú S.A.	-	12
	<b>52,887</b>	<b>53,072</b>
<b>Otras cuentas por cobrar</b>		
<b>Entidad controladora</b>		
Enel Perú S.A.C.	20,497	115,883
<b>Entidades relacionadas</b>		
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	-	19,888
Enel Green Power Perú S.A.	6,244	5,881
Enel Distribución Perú S.A.A.	7,914	5,980
Enel Generación Piura S.A.	5,931	4,668
Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	233	114
Energía Nueva México SRL de C.V.	121	121
Energética Monzón S.A.C.	47	-
Enel X Perú SA	244	121
Enel Américas S.A.	41	33
Enel Distribuicao Sao Paulo	4	-
	<b>41,276</b>	<b>152,689</b>
	<b>94,163</b>	<b>205,761</b>

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**  
 Nota a los Estados Financieros Consolidados  
 Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Cuentas por pagar comerciales</b>		
<b>Entidades relacionadas</b>		
vEnel Distribución Perú S.A.A.	8,074	1,746
Enel Green Power Perú S.A.	4,080	4,677
Enel Generación Piura S.A.	3,839	3,034
	<b>15,993</b>	<b>9,457</b>
<b>Otras cuentas por pagar</b>		
<b>Entidades relacionadas</b>		
Enel S.p.A.	9,925	9,436
Enel Distribución Perú S.A.A.	-	8,885
Enel Global Service SRL	4,485	6,068
Enel Italia	223	219
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	22,123	26,708
Enel Green Power S.p.A.	20,463	15,816
Enel Generación Chile S.A.	5,592	6,651
Enel Trade S.p.A.	8,913	6,514
Enel Produzione Spa	2,323	2,973
Enel Green Power Chile Ltda.	1,674	1,556
Enel Generación Piura S.A.	251	943
Enel Iberia S.R.L.	136	710
Enel Green Power Perú S.A.	250	254
Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	678	797
Endesa España	1,177	896
Enel Chile S.A.	634	464
Generación España	91	89
Emgesa S.A. E.S.P.	860	-
	<b>79,798</b>	<b>88,979</b>
	<b>95,791</b>	<b>98,436</b>

**(c) Controladora y controladora final**

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, no hubo cambios en las controladoras, ENEL Perú S.A.C, Enel Américas S.A, ni en la compañía controladora final, Enel SPA.

**(d) Compensación recibida por el personal de la Gerencia clave**

La Compañía ha definido como personal clave a los directores y a sus gerencias operativas. Las remuneraciones pagadas al personal clave ascienden a miles de S/ 6,660 y S/ 9,774 al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Compañía no ha otorgado préstamos al personal clave.

Durante los años 2021 y 2020, se pagaron dividendos por miles de S/ 502,604 y miles de S/ 338,307, respectivamente, que corresponden a Enel Perú S.A.C.

**(e) Préstamos a los directores**

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, la Compañía no ha otorgado préstamos a directores.

**(f) 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.

**Enel Generación Perú S.A.A. y Subsidiaria**  
 Nota a los Estados Financieros Consolidados  
 Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

La Compañía dispone de un sistema de gestión financiera del circulante por el que, a través de préstamos de corto plazo entre entidades relacionadas acorde al marco legal vigente, las Compañías del Grupo Enel en Perú optimizan excedentes de caja.

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, la Compañía y su Subsidiaria mantienen diversos préstamos por cobrar a sus relacionadas los cuales se muestran a continuación:

	Moneda	Importe (en miles)	Tasa efectiva	Fecha de vencimiento
<b>Al 31 de diciembre de 2021</b>				
<b>Entidad Controladora:</b>				
Enel Perú S.A.C.	USD	5,957	1.53%	09/03/2022
Enel Perú S.A.C.	PEN	14,520	2.63%	09/03/2022

	Moneda	Importe (en miles)	Tasa efectiva	Fecha de vencimiento
<b>Al 31 de diciembre de 2020</b>				
<b>Entidad Controladora:</b>				
Enel Perú S.A.C.	USD	31,961	1.27%	11/03/2021
<b>Entidades Relacionadas:</b>				
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	USD	1,477	1.27%	11/03/2021
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	PEN	14,506	1.85%	11/03/2021

Las cuentas por cobrar y por pagar comerciales a entidades relacionadas, generan intereses y no tienen vencimiento ni garantías específicas, excepto por las cuentas por cobrar comerciales que corresponden a venta de energía y potencia, cuyo plazo de vencimiento es de diez días en promedio y por los préstamos con entidades relacionadas cuyo plazo de vencimiento está determinado por cada una de las operaciones.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y su Subsidiaria, las cuentas por cobrar y por pagar clasificadas como corrientes al 31 de diciembre de 2021, serán cobradas y pagadas durante el presente año.

## 11. Otras Cuentas por Cobrar

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	2021	2020
Intereses moratorios a proveedores	3,099	-
Reembolso daños materiales y lucro cesante	-	6,600
Préstamos al personal	1,407	1,298
Reclamos a terceros	864	565
Anticipos a proveedores	3,938	146
Penalizaciones a proveedores	448	8,538
Diversas	5,692	9,803
	<b>15,448</b>	<b>26,950</b>
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar	(30)	(30)
	<b>15,418</b>	<b>26,920</b>

## **12. Inventarios**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Materiales para mantenimiento	59,989	61,183
Petróleo	13,641	13,690
Materiales en tránsito	1,958	296
	<b>75,588</b>	<b>75,169</b>
Estimación por desvalorización de inventarios	(7,643)	(7,643)
	<b>67,945</b>	<b>67,526</b>

La estimación por deterioro 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 los inventarios al 31 de diciembre de 2021 y de 2020.

### 13. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación, se presenta el movimiento del costo y depreciación acumulada:

	Terrenos	Edificios y Otras Construcciones	Plantas Generadoras	Unidades de transportes	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	Total
<b>Costo</b>								
<b>Saldos al 1 de enero de 2020</b>	39,235	598,973	5,798,534	9,809	17,877	50,830	279,883	6,795,141
Adiciones	-	-	2,482	-	-	(90)	142,775	145,167
Transferencias	-	40,138	172,343	106	443	3,056	(216,086)	-
Retiros	(16)	(84)	-	-	(26)	(78)	-	(204)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	39,219	639,027	5,973,359	9,915	18,294	53,718	206,572	6,940,104
Adiciones	-	-	122,983	-	-	-	119,365	242,348
Transferencias	84	7,743	149,068	975	7	5,622	(163,500)	(1)
<b>Retiros</b>	-	-	-	-	-	(18)	-	(18)
<b>Saldo al de 31 de diciembre de 2021</b>	<b>39,303</b>	<b>646,770</b>	<b>6,245,410</b>	<b>10,890</b>	<b>18,301</b>	<b>59,322</b>	<b>162,437</b>	<b>7,182,433</b>
<b>Depreciación Acumulada</b>								
<b>Saldos al 1 de enero de 2020</b>	-	281,068	3,206,370	4,664	14,611	36,238	-	3,542,951
Depreciación del ejercicio	-	16,236	155,803	539	435	3,038	-	176,051
Retiros	-	(16)	-	-	(26)	(78)	-	(120)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	-	297,288	3,362,173	5,203	15,020	39,198	-	3,718,882
Depreciación del ejercicio	-	14,367	129,580	558	450	3,701	-	148,656
<b>Retiros</b>	-	-	-	-	-	(7)	-	(7)
<b>Saldo al de 31 de diciembre de 2021</b>	-	<b>311,655</b>	<b>3,491,753</b>	<b>5,761</b>	<b>15,470</b>	<b>42,892</b>	-	<b>3,867,531</b>
<b>Estimación de deterioro</b>								
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	-	4,362	1,066	-	-	-	-	5,428
Baja de deterioro	-	1,124	1,176	-	-	-	-	2,300
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2021</b>	-	<b>5,486</b>	<b>2,242</b>	-	-	-	-	<b>7,728</b>
<b>Valor neto en libros</b>								
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	39,219	337,377	2,610,120	4,712	3,274	14,520	206,572	3,215,794
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2021</b>	<b>39,303</b>	<b>329,629</b>	<b>2,751,415</b>	<b>5,129</b>	<b>2,831</b>	<b>16,430</b>	<b>162,437</b>	<b>3,307,174</b>

#### 14. Intangibles

A continuación, se presenta el movimiento del costo y amortización acumulada:

<i>En miles de soles</i>	<b>Concesiones y derechos</b>	<b>Software</b>	<b>Otros intangibles (b)</b>	<b>Total</b>
<b>Costo</b>				
Saldo al 1 de enero de 2020	52,142	56,641	10,721	119,504
Adiciones	-	-	12,732	12,732
Traslados	322	6,785	(7,107)	-
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>52,464</b>	<b>63,426</b>	<b>16,346</b>	<b>132,236</b>
Adiciones	-	1,012	18,532	19,544
Traslados	-	25,404	(25,404)	-
Ventas y/o retiros		(392)		(392)
Devolución por derecho no utilizado (a)	(15,152)	-	-	(15,152)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2021</b>	<b>37,312</b>	<b>89,450</b>	<b>9,474</b>	<b>136,236</b>
<b>Amortización acumulada</b>				
Saldo al 1 de enero de 2020	14,137	22,812	194	37,143
Adiciones	1,688	5,207	126	7,021
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>15,825</b>	<b>28,019</b>	<b>320</b>	<b>44,164</b>
Adiciones	64	10,745	127	10,936
Ventas y/o retiros	-	(392)	-	(392)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2021</b>	<b>15,889</b>	<b>38,372</b>	<b>446</b>	<b>54,707</b>
<b>Valor neto en libros</b>				
<b>Al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>36,639</b>	<b>35,407</b>	<b>16,026</b>	<b>88,072</b>
<b>Al 30 de diciembre de 2021</b>	<b>21,423</b>	<b>51,078</b>	<b>9,028</b>	<b>81,529</b>

- (a) Corresponde a la devolución del pago efectuado por el derecho de uso de descargas de agua proveniente de la represa de Huascacocha que no va a poder ser suministrado por el proveedor.  
 (b) Comprende principalmente: aplicaciones informáticas, desarrollos tecnológicos, entre otros.

#### 15. Otros Activos No Financieros

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, corresponde a la contabilización de la modificación de los contratos de energía derivados de la aplicación de la Resolución N° 216-2018-OS/CD del 28 de diciembre de 2018 y del Decreto Supremo N° 022-2018-EM del 5 de setiembre de 2018.

En aplicación del párrafo 21(a) de la NIIF 15 "Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con clientes", la Compañía y su Subsidiaria contabilizan la modificación de dichos contratos como la terminación del antiguo y la creación de uno nuevo. Para estas modificaciones, los ingresos reconocidos hasta la fecha en el contrato original (el monto asociado con las obligaciones de desempeño completadas) no se ajustan. La parte restante del contrato original y la modificación se contabilizan de manera prospectiva, asignando el importe del nuevo contrato a las obligaciones de desempeño por cumplir, incluidas las agregadas en la modificación.



**Enel Generación Perú S.A.A.**

Nota a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

**16. Otros Pasivos Financieros**

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	Parte corriente (*)		Parte no corriente		Total deuda vigente al	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Acreeedor</b>						
<b>Bonos corporativos</b>						
Tercer Programa (a)	26,143	1,040	39,980	61,240	66,123	62,280
	<b>26,143</b>	<b>1,040</b>	<b>39,980</b>	<b>61,240</b>	<b>66,123</b>	<b>62,280</b>
<b>Préstamos bancarios</b>						
Banco BBVA	184,601	-	-	-	184,601	-
	<b>184,601</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>184,601</b>	<b>-</b>
<b>Arrendamiento Financiero</b>						
Banco BBVA	8,789	24,630	-	817	8,789	25,283
Arrendamiento - NIIF 16	2,662	1,527	25,291	24,987	27,953	26,678
	<b>11,451</b>	<b>26,157</b>	<b>25,291</b>	<b>25,804</b>	<b>36,742</b>	<b>51,961</b>
	<b>222,195</b>	<b>27,197</b>	<b>65,271</b>	<b>87,044</b>	<b>287,466</b>	<b>114,241</b>

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

**Enel Generación Perú S.A.A.**

Nota a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020

(a) A continuación se presenta la composición de la deuda por Bonos Corporativos:

En miles de soles	Moneda origen	Monto emitido	Fecha emisión	Interés anual (%)	Pago de intereses	Fecha de vencimiento	Parte corriente (*)		Parte no corriente		Total deuda vigente al	
							2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Descripción de Bonos Corporativos</b>												
<b>Tercer programa de Bonos Corporativos</b>												
1ra Emisión, Serie A	S/	25,000,000	Jun. 2007	6.313	Semestral	Jun. 2022	25,044	44	-	25,000	25,044	25,044
8va Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2008	6.344	Semestral	Ene. 2028	1,099	996	39,980	36,240	41,079	37,236
							<b>26,143</b>	<b>1,040</b>	<b>39,980</b>	<b>61,240</b>	<b>66,123</b>	<b>62,280</b>
							<b>26,143</b>	<b>1,040</b>	<b>39,980</b>	<b>61,240</b>	<b>66,123</b>	<b>62,280</b>

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

### 17. Cuentas por Pagar Comerciales

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Proveedores de obras en curso	64,394	63,693
Provisiones de energía y potencia	68,515	73,509
Provisiones de suministro, transporte y distribución de gas	31,953	26,089
Contrato de mantenimiento de centrales	12,827	12,067
Otros	49,378	48,844
	<b>227,067</b>	<b>224,202</b>

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

### 18. Otras Cuentas por Pagar

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>		<b>2020</b>	
	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>
Participación de los trabajadores	14,385	-	18,459	-
Aportes a entes reguladores	6,853	-	7,082	-
Impuesto general a las ventas	13,652	-	3,029	-
Remuneración y otros beneficios por pagar	5,715	-	5,974	-
Fondo de inclusión social energético	6,482	-	5,948	-
Tributos	5,186	-	645	-
Programa excepcional de retiro voluntario (b)	6,237	-	392	-
Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética – CASE	-	-	377	-
Premios por antigüedad (c)	-	5,606	-	6,895
Diversas	13,400	67	8,011	-
	<b>71,910</b>	<b>5,673</b>	<b>49,917</b>	<b>6,895</b>

(a) Las cuentas por pagar están denominadas principalmente en soles y no generan intereses.

### 19. Ingresos Diferidos

Al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, el saldo corresponde a la parte no devengada de las facturaciones realizadas por la Compañía, por el servicio de uso de parte de las instalaciones hidráulicas de propiedad de la misma.

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

## 20. Otras Provisiones

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	2021	2020
Desmantelamiento de centrales (a)	184,769	67,470
Contingencias tributarias	5,905	7,922
Otras provisiones (b)	4,366	168,596
	<b>195,040</b>	<b>243,988</b>
<b>Por plazo de vencimiento</b>		
Porción corriente	10,271	176,518
Porción no corriente	184,769	67,470
	<b>195,040</b>	<b>243,988</b>

- (a) Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía y su Subsidiaria actualizaron los costos de desmantelamiento debido al incremento significativo de las variables económicas utilizadas para efectuar el cálculo de la obligación.
- (b) Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía mantenía un arbitraje con un tercero por una controversia por términos de resolución de contrato. Esta controversia fue resuelta desfavorablemente para la Compañía y procedió a realizar el pago según lo ordenado por el Tribunal Arbitral en julio de 2021.

## 21. Patrimonio

### (a) Dividendos declarados y pagados

A continuación, se presentan los dividendos declarados al 31 de diciembre de 2021. Al 31 de marzo de 2020, la Compañía no ha declarado ni pagado dividendos.

<i>En miles de soles</i>	Tipo de dividendo	Fecha de acuerdo	Dividendos declarados y pagados	Dividendo por acción
<b>Dividendos 2021</b>				
Junta General de Accionistas	Definitivo ejercicio 2020	26 de marzo	185,402	0.065311
Sesión de directorio	Dividendo a cuenta 2021	29 de abril	145,063	0.051101
Sesión de directorio	Dividendo a cuenta 2021	27 de julio	137,390	0.048398
Sesión de directorio	Dividendo a cuenta 2021	26 de octubre	133,369	0.055673
			<b>601,224</b>	

### (b) Reducción de capital

Con fecha 26 de marzo de 2021, la Junta General de Accionistas acordó reducir el capital social en S/390,000,000.72 bajo la modalidad de devolución de aportes. El capital social se redujo de la suma de S/2,498,101,267.20 a la suma de S/2,108,101,266.48. Al 31 de diciembre de 2021 el Capital Social está compuesto de 2,395,569,621 acciones (2,838,751,440 acciones al 31 de diciembre de 2020).

## 22. Ingresos por Generación de Energía y Potencia

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Venta de energía y potencia</b>			
Terceros		1,275,898	1,068,038
Relacionadas	10	505,599	461,567
<b>Compensaciones</b>			
Terceros		28,305	19,122
Relacionadas	10	974	747
Otros (gastos) ingresos		(21,579)	(9,419)
		<b>1,789,197</b>	<b>1,540,055</b>

## 23. Costo de Generación de Energía

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Suministro, transporte y distribución de gas natural		382,836	293,524
Compra de energía		157,999	165,324
Depreciación	13	145,355	173,474
Gastos de personal	25	73,462	56,902
Servicios prestados por terceros		58,842	63,835
Cargas diversas de gestión y otros		41,461	36,004
Canon de agua e impuestos del sector eléctrico		27,728	24,327
Consumo de suministros diversos		11,696	13,206
Tributos		4,679	4,530
Consumo de petróleo		564	3,529
Amortización	14	5,883	2,219
Gastos de personal vinculados directamente con obras en curso		(4.723)	-
Estimación de deterioro de activo fijo		2,300	-
		<b>908,082</b>	<b>836,874</b>

## 24. Gastos de Administración

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Gastos del personal	25	28,178	32,240
Servicios prestados por terceros		36,543	26,555
Amortización	14	5,053	4,802
Cargas diversas de gestión y otros		4,342	4,131
Depreciación	13	3,301	2,577
Tributos		2,012	1,980
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar		158	4
		<b>79,587</b>	<b>72,289</b>

## 25. Gastos de Personal

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Remuneraciones		42,287	38,272
Participación de los trabajadores		33,848	34,963
Contribuciones sociales		5,305	3,665
Vacaciones		3,269	3,825
Gastos de personal vinculados directamente con obras en curso		(4,723)	-
Otros		16,931	8,417
		<b>96,917</b>	<b>89,142</b>

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

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Costo de generación de energía	23	73,462	56,902
Gastos de administración	24	28,178	32,240
Gastos de personal vinculados directamente con obras en curso		(4,723)	-
		<b>96,917</b>	<b>89,142</b>

## 26. Otros Ingresos

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Acuerdo extrajudicial a proveedor		23,754	-
Servicios de administración a relacionadas	10	16,743	14,106
Indemnización por daño material y lucro cesante		3,980	5,444
Compensación por el uso de instalaciones hidráulicas		3,289	3,289
Ingreso por penalidades		-	7,973
Otros		1,792	1,422
		<b>49,558</b>	<b>32,234</b>

## 27. Ingresos y Gastos Financieros

Este rubro comprende:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses por préstamos a entidades relacionadas	10	2,064	7,013
Intereses sobre depósitos bancarios		2,775	6,382
Otros		2,847	1,620
		<b>7,686</b>	<b>15,015</b>
<b>Gastos financieros</b>			
Actualización de contingencia		(3,492)	4,245
Interés sobre bonos		4,104	5,408
Otros		790	635
		<b>1,402</b>	<b>10,288</b>

**28. Situación tributaria**

La situación tributaria que mantiene la Compañía y su Subsidiaria no han sufrido cambios significativos en relación a lo revelado en los estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2020.

El gasto por el impuesto a las ganancias mostrado en el Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y de 2020, se compone de la siguiente manera.

<i>En miles de soles</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Corriente	212,002	221,493
Diferido	52,497	(1,106)
	<b>264,499</b>	<b>220,387</b>

**29. Contingencias**

Las contingencias que mantiene la Compañía no han sufrido cambios significativos en relación a lo revelado en los estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2020.

**30. Estados financieros comparativos**

Para fines comparativos con los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, la Compañía ha efectuado la siguiente reclasificación en el estado de resultados y otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2020:

<b>Estado de Resultados</b>			
<i>En miles de soles</i>	<b>Anteriormente reportado</b>	<b>Reclasificación</b>	<b>Actualmente Reportado</b>
Costo de generación eléctrica	(804,927)	(5,842)	(810,769)
Gastos de administración	(71,071)	5,842	(65,229)

**31. Hechos ocurridos después del período sobre el que se informa**

Desde el 1 de enero de 2022, hasta la fecha del presente informe, no ha ocurrido ningún hecho significativo que afecte a los estados financieros separados.