Enel Generación Piura S.A.

Información Financiera intermedia (no auditada)

31 de diciembre de 2022 y de 2021

Enel Generación Piura S.A.
Estado de Situación Financiera
Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	*8*	31,227	94,353
Cuentas por cobrar comerciales	*9*	27,264	24,352
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	*10*	16,521	13,049
Otras cuentas por cobrar	*11*	1,398	4,237
Inventarios	*12*	32,734	30,587
Gastos pagados por anticipado		3,690	39
Total activo corriente		**112,834**	**166,617**
Activo no corriente			
Otros activos no financieros	*13*	32,055	29,890
Propiedades, planta y equipo	*14*	544,725	560,888
Activos intangibles		3,922	5,312
Total activo no corriente		**580,702**	**596,090**
Total activos		**693,536**	**762,707**

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros	*15*	118,946	32,662
Cuentas por pagar comerciales	*16*	34,628	41,245
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	*10*	11,920	13,510
Otras cuentas por pagar	*17*	10,618	6,186
Pasivo por impuesto a las ganancias		27,026	410
Total pasivos corriente		**203,138**	**94,013**
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros	*15*	107,083	151,976
Otras cuentas por pagar	*17*	2,410	3,337
Pasivo por impuestos diferidos		97,610	87,696
Total pasivos no corrientes		**207,103**	**243,009**
Total pasivos		**410,241**	**337,022**
Patrimonio	*18*		
Capital emitido		81,553	81,553
Capital adicional		2,671	2,671
Reservas de capital		16,311	16,311
Resultados acumulados		184,957	327,765
Resultados neto de coberturas de flujo de efectivo		(2,197)	(2,615)
Total patrimonio		**283,295**	**425,685**
Total pasivos y patrimonio		**693,536**	**762,707**

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Enel Generación Piura S.A.
Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022 y de 2021

		Periodo intermedio		Periodo acumulado	
		Del 01 de octubre al 31 de diciembre		Del 01 de enero al 31 de diciembre	
En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Ingresos por generación de energía, potencia y gas	*19*	96,448	78,756	336,579	286,333
Costo de generación de energía	*20*	(49,259)	(40,045)	(167,698)	(152,435)
Ganancia bruta		**47,189**	**38,711**	**168,881**	**133,898**
Gastos de administración	*21*	(4,557)	(2,731)	(14,053)	(13,172)
Gastos de ventas	*22*	(395)	(190)	(1,314)	(1,402)
Otros ingresos	*23*	2,619	571	4,087	1,787
Otros gastos	*23*	(83)	(13)	(310)	(40)
Ganancia por actividades operacionales		**44,773**	**36,348**	**157,291**	**121,071**
Ingresos financieros	*25*	557	173	2,330	611
Gastos financieros	*26*	(2,675)	(764)	(5,936)	(3,953)
Diferencia de cambio neta		10,738	5,607	14,249	(17,288)
Resultados antes de impuesto		**53,393**	**41,364**	**167,934**	**100,441**
Impuesto a las ganancias	*27*	(17,103)	(12,266)	(50,949)	(31,471)
Resultados del período		**36,290**	**29,098**	**116,985**	**68,970**
Otros resultados integrales					
Variación neta por cobertura de flujos de efectivo		303	113	594	450
Impuestos a las ganancias		(90)	(33)	(176)	(132)
		213	**80**	**418**	**318**
Total resultados integrales del periodo		**36,503**	**29,178**	**117,403**	**69,288**
Utilidad neta por acción básica y diluida (en soles)		0.490	0.393	1.581	0.932
Promedio ponderado del número de acciones en circulación (en miles de unidades)		73,98	73,983	73,983	73,983

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros

Enel Generación Piura S.A.
Estado de Cambios en el Patrimonio
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022 y de 2021

En miles de soles	*Nota*	**Capital emitido (nota 18.A)**	**Capital adicional (nota 18.B)**	**Reserva legal (nota 18.C)**	**Coberturas de flujos de efectivo**	**Resultados acumulados**	**Total**
Saldo al 1 de enero de 2021		81,553	2,671	16,311	(2,933)	415,925	513,527
Resultado del periodo		-	-	-	-	68,970	68,970
Otros resultados integrales del periodo		-	-	-	318	-	318
Total resultado integrales del periodo		**-**	**-**	**-**	**318**	**68,970**	**69,288**
Distribución de dividendos	*18(d)*	-	-	-	-	(157,130)	(157,130)
		-	**-**	**-**	**-**	**(157,130)**	**(157,130)**
Saldo al 31 de diciembre de 2021		**81,553**	**2,671**	**16,311**	**(2,615)**	**327,765**	**425,685**
Saldo al 1 de enero de 2022		81,553	2,671	16,311	(2,615)	327,765	425,685
Resultado del periodo		-	-	-	-	116,985	116,985
Otros resultados integrales del periodo		-	-	-	418	-	418
Total resultado integrales del periodo		**-**	**-**	**-**	**418**	**116,985**	**117,403**
Distribución de dividendos	*18(d)*	-	-	-	-	(259,793)	(259,793)
		-	**-**	**-**	**-**	**(259,793)**	**(259,793)**
Saldo al 31 de diciembre de 2022		**81,553**	**2,671**	**16,311**	**(2,197)**	**184,957**	**283,295**

Las notas adjuntas son parte de estos estados financieros.

Enel Generación Piura S.A.
Estado de Flujos de Efectivo
Por los años terminados el 31 de diciembre de 2022 y de 2021

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Flujos de efectivo procedentes de las actividades de operación			
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		167,934	100,441
Ajuste por:			
Gastos financieros	*26*	5,936	3,953
Intereses financieros	*25*	(2,330)	(611)
Diferencia en cambio neta	*7*	(14,249)	17,288
Depreciación	*14*	34,906	37,989
Amortización		1,490	1,034
Deterioro del valor en cuentas por cobrar	*9 y 11*	33	69
Cambios en:			
Cuentas por cobrar comerciales		(2,945)	(5,664)
Otras cuentas por cobrar		(394)	15,609
Inventarios		(2,147)	(1,947)
Otros activos no financieros		(5,816)	(10,470)
Cuentas por pagar comerciales		(6,616)	(13,767)
Otras cuentas por pagar		5,981	(7,090)
Otras provisiones		(13)	13
¿Flujos procedentes de las actividades de operación		**181,770**	**136,847**
Intereses cobrados		2,234	375
Impuesto a las ganancias pagados		(15,942)	(8,257)
Intereses pagados		(4,692)	(4,486)
Flujo neto generado en las actividades de operación		**163,370**	**124,479**
Flujos de efectivo procedentes de actividades de inversión			
Cobro de préstamos a entidades relacionadas		30,000	119,000
Préstamos otorgados a entidades relacionadas	*10(f)*	(30,000)	(119,000)
Compra de propiedades, planta y equipo	*14*	(18,744)	(25,592)
Compra de activos intangibles		(100)	(555)
Flujo neto usado en las actividades de inversión		**(18,844)**	**(26,147)**
Flujos de efectivo procedentes de actividades de financiamiento			
Obtención de préstamos con entidades bancarias	*15(d)*	121,675	162,105
Obtención de préstamos de entidades relacionadas		10,000	-
Amortización de préstamos de entidades relacionadas		(10,000)	-
Amortización de pasivos por arrendamiento financiero		(30,979)	(50,196)
Amortización de préstamos con entidades bancarias	*15*	(38,200)	(94,800)
Pago de dividendos	*18(c)*	(259,794)	(157,130)
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento		**207,298**	**(140,021)**
Disminución de efectivo y equivalentes al efectivo		(62,772)	(41,689)
Efecto de las variaciones de diferencia en cambio sobre el efectivo		(354)	1,256
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio		**94,353**	**134,786**
Efectivo y equivalente al efectivo al final del periodo		**31,227**	**94,353**
Transacciones que no representan flujo de efectivo:			
Adquisiciones de activo fijo a través de arrendamientos financieros y adiciones de activos por derecho de uso		**135**	110

Las notas adjuntas son parte de estos estados financieros.

1. Identificación y Actividad Económica

A. Antecedentes

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 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. En noviembre de 2022, Enel Spa anunció su intención de vender su inversión en Perú. A la fecha de emisión del presente informe, el proceso de venta se encuentra en curso.

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 Jr. Paseo del Bosque Calle 500 Urb. Chacarilla del Estanque San Borja, Lima, Perú.

B. Actividad económica

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 326.10 megavatios al 31 de diciembre de 2022 (341.10 megavatios 31 de diciembre de 2021).

C. Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 23 de marzo de 2022,

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2022 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 15 de febrero de 2023 y 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.

D. Pandemia COVID-19

La Compañía ha 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 del COVID-19.

La Compañía realizó la evaluación de los impactos en los estados financieros, relacionados con las acciones de respuesta a la pandemia por COVID-19 ejecutadas durante los años 2022 y 2021, 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 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 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 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 al SEIN.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 publicado el 16 de setiembre 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 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 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, así como 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 Nº 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. La entrada en vigencia del mencionado Decreto de Urgencia estaba prevista para el 1 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 de 2021, se aprueba 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 de 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 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 N° 033-2017-EM publicado el 2 de octubre de 2017, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM entra 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 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 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 4 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, 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.

J. Decreto Supremo N° 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 N° 019-2017-EM publicado el 7 de junio de 2017, se modifica 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 1 de junio hasta el 30 de noviembre).

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

Mediante Decreto Supremo N° 043-2017-EM publicado el 28 de diciembre de 2017, se modifica 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 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.

L. 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 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 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).

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 modifican 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 aprueban procedimiento 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 aprueban "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 de 2020, se establece 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 de 2020, se suspende 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 de 2020, se aprueba el Plan de Transmisión 2021-2030.

Mediante el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, publicado el 1 de febrero de 2021, se establecen 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 de 2021, se aprueba 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 del2021, se aprueba 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 de 2021, aprueba 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 3 de mayo de 2021, aprueba 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 de 2021, encargan a ProInversión los procesos de promoción de la inversión privada de diversos Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030, aprobado mediante R.M. Nº 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 de 2021, aprueba el Reglamento para Optimizar el uso del Gas Natural y crea el Gestor del Gas Natural.

Mediante Resolución Directoral Nº 0084-2021-MINEM/DGE, publicado el 25 de mayo de 2021, se aprueba 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 de 2021, se fijan 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 de 2021, se aprueba 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 1 de junio de 2021 al 30 de abril de 2025.

Mediante Resolución Ministerial N° 096-2021-MINAM, publicado el 7 de junio de 2021, se aprueba 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 Concejo Directivo Osinergmin N° 120-2021-OS/CD, publicado el 12 de junio de 2021, se aprueba la "Guía Metodológica para el Cálculo de la Multa Base", modifican el Reglamento de Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin y modifican disposiciones relacionadas a autoridades administrativas en los procedimientos tramitados ante Osinergmin en el sector energético y minero.

Mediante Resolución de Concejo Directivo Osinergmin 185-2021-OS-CD, publicado el 29 de julio de 2021, se aprueban las modificaciones al "Procedimiento para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el marco de la Ley Nro. 28832".

Mediante Resolución de Concejo Directivo Osinergmin 194-2021-OS-CD, publicado el 24 de agosto de 2021, se dispone 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, publicado el 29 de setiembre de 2021, se establecen 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 setiembre de 2021, se dispone 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 Concejo Directivo Osinergmin 208-2021-OS-CD, publicado el 29 de setiembre de 2021, se aprueba el "Procedimiento para la fiscalización de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad".

Mediante Resolución Ministerial 305-2021-MINEM-DM, publicado el 30 de setiembre de 2021, modifican servidumbre de electroducto de Línea de Transmisión de 60 kV SE Oquendo - SE La Pampilla, impuesta a favor de concesión definitiva de distribución de energía eléctrica de la que es titular Enel Distribución Perú S.A.A.

Mediante Resolución Jefatural N° 0196-2021-ANA, publicada el 19 de octubre de 2021, se aprueban 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 de 2021, se aprueban los "Lineamientos metodológicos para la formulación y actualización de los Planes Locales de Cambio Climático y sus anexos".

Mediante Resolución de Concejo Directivo Osinergmin 226-2021-OS-CD, publicada el 30 de octubre de 2021, aprueban los factores de actualización "p" aplicables a partir del 4 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 de 2021, aprueban Límites Máximos Permisibles para emisiones atmosféricas de las actividades de generación termoeléctrica.

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

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 035-2022-OS-CD, publicada el 17 de marzo del 2022, se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (PR-22)", aprobado mediante Res. N° 003-2020-OS-CD.

Mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 167-2022-OS-CD, publicada el 2 de setiembre del 2022, se aprueba el Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-34).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 171-2022-OS-CD, publicada el 18 de setiembre del 2022, se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR 31).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 231-2022-OS/CD, publicada el 19 de diciembre de 2022, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-02).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 230-2022-OS/CD, publicada el 21 de diciembre de 2022, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 13 "Cálculo de la Energía Firme, Verificación Anual de la Cobertura de la Energía Comprometida y Balance Mensual de la Potencia Comprometida" (PR-13).

3. Compromisos

Los compromisos que mantiene la Compañía no han sufrido cambios significativos con relación a lo revelado en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2021.

4. Bases de Preparación de los Estados Financieros

Bases de contabilización

Los estados financieros 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 de 2022 y de 2021, respectivamente. La Compañía presenta sus estados financieros intermedios según lo establecido en la NIC 34 - Información Financiera Intermedia.

Los estados financieros 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 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 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 2021.

5. Principales Políticas Contables

Las políticas contables adoptadas en la preparación de estados financieros intermedios son consistentes con las seguidas en la preparación de los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

6. 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 2021.

7. Administración de Riesgo Financiero

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 el año 2022 y a los cambios en el escenario político, que ha tenido algunos impactos sobre los resultados del período.

- **Riesgo de tasa 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. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Este rubro comprende:

En miles de soles	**2022**	**2021**
Cuentas corrientes (a)	31,227	70,346
Depósitos a plazos (b)	-	24,007
	31,227	**94,353**

(a) Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, la Compañía mantiene sus cuentas corrientes en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad, están depositados en bancos locales y extranjeros con una alta evaluación crediticia y generan intereses a tasas de mercado.

(b) El depósito a plazo tuvo una vigencia menor a 30 días a una tasa de interés de 2.50% y es en moneda local soles.

9. Cuentas por Cobrar Comerciales

Este rubro comprende:

En miles de soles	**2022**	**2021**
Potencia entregada y no facturada	12,238	15,137
Energía entregada y no facturada	10,103	2,183
Gas entregado y no facturado	3,478	4,935
Facturas por cobrar	12,788	13,762
	38,607	**36,017**
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	(11,343)	(11,665)
	27,264	**24,352**

Las cuentas por cobrar comerciales están denominadas en soles, tienen un vencimiento promedio de 30 días y no generan intereses.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, la estimación por deterioro de cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a dichas fechas.

10. Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, la Compañía ha efectuado, principalmente, las siguientes transacciones con entidades relacionadas:

		2022		2021	
En miles de soles	***Nota***	**Ingresos**	**Gastos/ costos**	**Ingresos**	**Gastos/ costos**
Entidad controladora					
Intereses sobre préstamos	*25*	-	-	16	-
Entidades relacionadas					
Venta de energía, potencia y gas	*19*	119,025	-	80,970	-
Compra de energía	*20*	-	1,430	-	323
Servicios de informática		-	81	-	119
Honorarios, gastos administrativos y otros		-	393	-	4,829
Servicios administrativos		1,316	6,919	1,653	6,531
Intereses sobre préstamos	*25 y 26*	167	23	143	-

(a) 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 2022 y de 2021:

En miles de soles	**2022**	**2021**
Cuentas por cobrar		
Entidades relacionadas		
Enel Distribución Perú S.A.A.	12,713	8,987
Enel Generación Perú S.A.A.	3,441	3,761
Enel Green Power Perú S.A.	254	185
Chinango S.A.C.	78	78
Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	5	14
Enel Iberia S.R.L.	12	18
Enel X Peru S.A.C.	16	6
Energetica Monzón S.A.C.	1	-
Enel X Way Perú S.A.C.	1	-
	16,521	**13,049**
	16,521	**13,049**
Cuentas por pagar		
Entidades relacionadas		
Enel Generación Perú S.A.A.	6,242	5,946
Enel S.p.A.	1,262	1,046
Enel Distribución Perú S.A.A.	2,141	269
Enel Produzione S.P.A.	1,058	2,212
Enel Global Thermal Generation	855	1,854
Enel Italia	-	1
Enel Generación Chile S.A.	285	363
Enel Green Power Perú	77	99
Enel Global Services S.R.L.	-	1,720
	11,920	**13,510**

(b) Controladora y controladora final
Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, no hubo cambios en las controladoras, ENEL Perú S.A.C., Enel Américas S.A., ni en la compañía controladora final, Enel SPA. . Ver nota 1

(c) Compensación recibida por el personal de la Gerencia clave
La Compañía ha definido como personal clave a los directores. La política de la Compañía es remunerar a los Directores Independientes. Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021 la Compañía no tiene ningún Director Independiente, en consecuencia, no se ha pagado remuneraciones a este órgano.

(d) Dividendos
En el año 2022, se distribuyeron dividendos por S/ 250,693,000 que corresponden a Enel Perú S.A.C Al 31 de diciembre de 2021, se distribuyeron dividendos a Enel Perú S.A.C por S/ 151,625,000.

(e) Préstamos a los directores
Al 31 de diciembre del 2022 y 2021 no hay 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. Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, 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.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Compañía otorgo diversos préstamos a sus relacionadas los cuales se muestran a continuación

	Moneda	Importe (en miles)	Tasa efectiva	Fecha de Inicio	Fecha de vencimiento
Al 31 de diciembre de 2022					
Entidades Relacionadas					
Enel Generación Peru S.A.A.	PEN	15,000	7.71%	20/10/2022	28/10/2022
Chinango S.A.C.	PEN	15,000	7.36%	14/07/2022	31/08/2022

	Moneda	Importe (en miles)	Tasa efectiva	Fecha de Inicio	Fecha de vencimiento
Al 31 de diciembre de 2021					
Entidad Controladora					
Enel Perú S.A.C.	PEN	16,000	2.11%	23/08/2021	9/09/2021
Entidades Relacionadas					
Enel Distribución Peru S.A.A.	PEN	40,000	1.35%	1/02/2021	19/03/2021
Enel Generación Peru S.A.A.	PEN	20,000	1.51%	21/10/2021	29/10/2021
Enel Generación Peru S.A.A.	PEN	20,000	1.85%	19/11/2021	30/11/2021
Chinango S.A.C.	PEN	10,000	1.81%	13/09/2021	30/11/2021
Chinango S.A.C.	PEN	3,000	2.15%	20/10/2021	30/11/2021
Chinango S.A.C.	PEN	10,000	2.28%	30/11/2021	13/12/2021

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantuvo el siguiente préstamo por pagar con una de sus relacionadas, el cual se muestra a continuación:

	Moneda	Importe (en miles)	Tasa efectiva	Fecha de Inicio	Fecha de vencimiento
Al 31 de diciembre de 2022					
Entidades Relacionadas					
Enel Distribución Peru S.A.A.	PEN	10,000	7.14%	19/08/2022	31/08/2022

En opinión de la Gerencia de la Compañía, las cuentas por cobrar y por pagar clasificadas como corrientes al 31 de diciembre de 2021 serán cobradas y pagadas durante el año 2022.

11. Otras Cuentas por Cobrar

Este rubro comprende:

En miles de soles	**2022**	**2021**
Préstamos y adelanto de sueldos al personal	360	330
Anticipos otorgados a proveedores	5	-
Crédito fiscal por impuesto general a las ventas	-	3,036
Deudores varios (a)	1,044	883
	1,409	**4,249**
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar	(11)	(12)
	1,398	**4,237**

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

En opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de deterioro de las "Otras cuentas por cobrar" al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

12. Inventarios

Este rubro comprende:

En miles de soles	**2022**	**2021**
Petróleo	17,454	17,829
Materiales auxiliares	14,474	11,842
Suministros diversos	771	456
Inventarios por recibir	236	661
	32,935	**30,788**
Estimación por desvalorización de inventarios (a)	(201)	(201)
	32,734	**30,587**

(a) En opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de inventarios al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

13. Otros Activos No Financieros

Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, 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 contabiliza 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.

14. Propiedades, Planta y Equipo

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

En miles de soles	Terrenos	Plantas generadoras	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajo en curso (d)	Total
Costo							
Saldo al 1 de enero de 2020	**1,128**	**897,129**	**411**	**618**	**3,712**	**41,188**	**944,186**
Adiciones	-	-	-	-	-	28,358	28,358
Transferencia	-	14,672	110	-	683	(15,465)	-
Retiros	-	(2,766)	-	-	-	-	(2,766)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	**1,128**	**909,035**	**521**	**618**	**4,395**	**54,082**	**969,779**
Reclasificaciones	-	1,545	-	-	(1,545)	-	-
Adiciones	-	-	345	-	-	22,094	22,439
Transferencia	-	63,315	-	-	-	(63,454)	-
Retiros	-	(987)	-	-	139	-	(987)
Saldo al 31 de diciembre de 2022	**1,128**	**972,908**	**345**	**618**	**2,989**	**12,722**	**991,231**
Depreciación acumulada							
Saldo al 1 de enero de 2021	**-**	**367,155**	**342**	**480**	**2,925**	**-**	**370,902**
Depreciación del ejercicio (a)	-	37,515	100	33	341	-	37,989
Retiros	-	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2021	**-**	**404,670**	**442**	**513**	**3,266**	**-**	**408,891**
Reclasificaciones	-	1,234	-	(38)	(1,196)	-	-
Depreciación del ejercicio (a)	-	35,519	153	29	206	-	34,907
Saldo al 31 de diciembre de 2022	**1,128**	**440,423**	**595**	**504**	**2,276**	**-**	**443,798**
Al 31 de diciembre de 2021	**1,128**	**504,365**	**79**	**105**	**1,129**	**54,082**	**560,888**
Al 31 de diciembre de 2022	**1,128**	**532,485**	**271**	**114**	**713**	**12,722**	**544,725**

(a) La distribución de la depreciación fue como sigue:

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Costo de generación de energía	*20*	34,573	37,583
Gastos de administración	*21*	334	406
		34,907	**37,989**

15. Otros Pasivos Financieros

Este rubro comprende:

	Saldo pendiente de pago					
	Parte corriente		**Parte no corriente**		**Total deuda vigente al**	
En miles de soles	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Acreedor						
Arrendamiento financiero:						
Scotiabank (a)	-	9,584	-	-	-	9,584
BBVA (b)	-	23,041	-	-	-	23,041
Pasivos por derecho de uso	154	30	123	52	277	82
	154	**32,655**	**123**	**52**	**277**	**32,707**
Préstamo bancario						
BBVA (c)	5	7	106,960	151,924	106,965	151,931
Interbank (d)	118,787	-	-	-	118,787	-
	118,792	**7**	**106,960**	**151,924**	**225,752**	**151,931**
	118,946	**32,662**	**107,083**	**151,976**	**226,029**	**184,638**

(a) La Compañía mantenía un contrato de arrendamiento financiero suscrito el 16 de diciembre de 2015, con el Banco Scotiabank del Perú S.A.A., hasta por un monto de US$ 54,800,000 de los cuales la utilización final fue de US$ 51,643,000. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3.75 % 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 2022 la obligación fue totalmente cancelada, mientras que, al cierre de 2021, el saldo de la cuenta por pagar por arrendamiento financiero en dólares estadounidenses ascendió a US$ 2,393,000 (equivalente a S/9,568,000).

(b) La Compañía mantenía 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. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 3 años y una tasa fija en dólares estadounidenses de 2.87 % y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en junio de 2021. 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 2022 la obligación fue totalmente cancelada, mientras que, al cierre de 2021, el saldo de las cuentas por pagar por arrendamiento financiero en dólares estadounidenses ascendió a US$ 5,762,000 respectivamente (equivalente a S/23,038,000 respectivamente).

(c) La Compañía en el mes de abril de 2021 contrató un préstamo bancario por US$ 38,000,000, con una tasa fija 1.60% y con intereses trimestrales que culminan en abril de 2024. El 28 de diciembre de 2022 se canceló parcialmente US$10,000,000 con lo cual el saldo de la cuenta por pagar por este préstamo bancario asciende a US$ 28,000,000 (equivalente a S/ 106,960,000).

(d) En el mes de julio de 2022 la Compañía suscribió un préstamo de corto plazo con Interbank, por un monto ascendente a US$ 31,000,000, a una tasa variable SOFR 3M+1.07, con vencimiento al 17 de julio de 2023, obtenido para capital de trabajo.

16. Cuentas por Pagar Comerciales

Este rubro comprende:

En miles de soles	2022	2021
Facturas por pagar (a)	20,835	30,999
Provisiones de energía, gas y potencia	13,793	10,246
	34,628	**41,245**

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

17. Otras Cuentas por Pagar

Este rubro comprende:

	2022		2021	
En miles de soles	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisión por desmantelamiento	-	2,410	-	3,337
Participación de los trabajadores	5,682	-	1,781	-
Provisión plan de retiro voluntario	1,728	-	2,180	-
Tributos y contribuciones por pagar	1,654	-	673	-
Aportes a entes reguladores	342	-	120	-
Compensación por tiempo de servicios	41	-	43	-
Vacaciones y otros beneficios por pagar	210	-	349	-
Diversas	961	-	1,040	-
	10,618	**2,410**	**6,186**	**3,337**

18. Patrimonio

A. Capital social

Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, el capital está representado por 73,982,594 acciones comunes de S/ 1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas. Asimismo, a dichas fechas, se encuentra pendiente la emisión de 7,570,888 acciones, las cuales se originaron como producto de la corrección monetaria de años anteriores.

Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, la estructura de participación en el capital de la Compañía es la siguiente:

	2022		2021	
En miles de soles	Número de acciones	Total % de participación	Número de acciones	Total % de participación
Enel Perú S.A.C., nota 1	71,390,878	96.50	71,390,878	96.50
Otros accionistas	2,591,716	3.50	2,591,716	3.50
	73,982,594	**100.00**	**73,982,594**	**100.00**

Las acciones de "Clase B" están inscritas en el registro Público del Mercado de Valores y se negocian a través de la Bolsa de Valores de Lima. En 2022, la última cotización se registró en noviembre de 2022 a un valor de mercado de S/ 6.80 por acción (S/ 4.18 por acción al 31 de diciembre de 2021) y la frecuencia de negociación de las acciones fue de 1 operación mensual en promedio (similar frecuencia al 31 de diciembre de 2021).

B. Capital adicional

El capital adicional por S/ 2,671,000 corresponde al valor pagado por acción en soles en exceso del capital suscrito del año 1996, originado por la diferencia en cambio existente entre la fecha de suscripción y la de pago.

C. Reservas de capital

Está compuesto por la reserva legal que, según lo dispone la Ley General de Sociedades, corresponde a un mínimo de 10 por ciento de la utilidad distribuible de cada ejercicio, deducido el impuesto a las ganancias, hasta que esta sea igual al 20 por ciento del capital. La reserva legal puede compensar pérdidas o puede ser capitalizada, existiendo en ambos casos obligatoriedad de reponerla. Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021 se mantiene una reserva legal que equivale al 20 por ciento del capital establecido por Ley.

D. Dividendos declarados y pagados

Al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, se distribuyeron dividendos por S/ 259,794,000 y S/ 157,130,000 respectivamente.

En miles de soles	**Tipo de dividendo**	**Fecha de acuerdo**	**Dividendos declarados y pagados**	**Dividendo por acción**
Dividendos 2022				
Junta General de Accionistas	Definitivo ejercicio 2021	23 de marzo	29,098	0.393315
Junta General de Accionistas	Extraordinarios	23 de marzo	150,000	2.027504
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2022	26 de abril	32,535	0.439785
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2022	26 de julio	23,153	0.439785
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2022	26 de octubre	25,007	0.338007
			254,794	
Dividendos 2021				
Junta General de Accionistas	Complementario 2020	26 de marzo	6,258	0.084584
Junta General de Accionistas	Extraordinarios	26 de marzo	111,000	1.500353
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2021	29 de abril	14,381	0.194381
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2021	27 de julio	12,338	0.166771
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2021	26 de octubre	13,153	0.177778
			157,130	

19. Ingresos de Actividades Ordinarias

Este rubro comprende:

A. Flujos de ingresos

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Venta de energía y potencia			
Terceros		99,977	88,617
Relacionadas	*10*	103,614	68,446
Compensaciones			
Terceros		68,622	63,174
Relacionadas	*10*	15,411	12,524
Venta de gas y líquidos – Terceros		49,567	54,022
Otros Ingresos operativos		(612)	(450)
		336,579	**286,333**

20. Costo de Generación de Energía

Este rubro comprende:

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Compra de energía			
Terceros		102,031	86,188
Entidades relacionadas	*10*	1,430	323
Depreciación y amortización	*14 (a)*	35,372	37,683
Desvalorización de propiedad, planta y equipo		1,354	-
Gastos de personal	*24*	8,928	6,759
Servicios prestados por terceros		6,519	12,396
Cargas diversas de gestión y otros		8,990	6,497
Tributos		3,598	2,655
Gastos de personal vinculados directamente con las obras en curso		(524)	(66)
		167,698	**152,435**

21. Gastos de Administración

Este rubro comprende:

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Servicios prestados por terceros		9,688	8,988
Gastos de personal	*24*	2,930	2,376
Depreciación	*14 (a)*	334	406
Amortización		690	935
Otros		411	467
		14,053	**13,172**

22. Gastos de Ventas

Este rubro comprende:

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Gastos de personal	*24*	985	941
Servicios prestados por terceros y otros		196	392
Deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar		33	69
Otros gastos de venta		100	-
		1,314	**1,402**

23. Otros Ingresos y Gastos

Este rubro comprende:

En miles de soles	**2022**	**2021**
Otros ingresos		
Servicio de administración a relacionadas	1,316	1,653
Alquileres, penalidades, otros	2,771	134
	4,087	**1,787**
Otros gastos		
Multas y sanciones	310	40
	310	**40**

24. Gastos de Personal

Este rubro comprende:

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Remuneraciones		4,201	3,938
Participación de los trabajadores		7,161	2,366
Otros gastos de personal		592	2,824
Seguridad y previsión social		623	639
Compensación por tiempo de servicios		328	309
Gastos de personal vinculados directamente con las obras en curso		(524)	(66)
		12,381	**10,010**

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

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Costo de generación energía	*20*	8,990	6,759
Gastos de administración	*21*	2,930	2,376
Gastos de ventas	*22*	985	941
Gastos de personal vinculados directamente con las obras en curso		(524)	(66)
		12,381	**10,010**

25. Ingresos Financieros

Este rubro comprende:

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Intereses sobre depósitos bancarios y otros		2,163	452
Intereses por préstamos a entidades relacionadas	*10*	167	159
		2,330	**611**

26. Gastos Financieros

Este rubro comprende:

En miles de soles		**2022**	**2021**
Intereses por obligaciones financieras		5,076	3,865
Intereses por préstamos a entidades relacionadas	*10*	23	-
Otros		837	88
		5,936	**3,953**

27. Situación Tributaria

El gasto por el impuesto a las ganancias mostrado en el Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y de 2021, se compone de la siguiente manera.

En miles de soles	***Nota***	**2022**	**2021**
Impuesto a las ganancias			
Corriente		41,078	12,928
Diferido		9,871	18,543
		50,949	**31,471**

28. Compromisos y Contingencias

Los compromisos que mantiene la Compañía no han sufrido cambios significativos en relación con lo revelado en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2021.

29. Contingencias

Las contingencias que mantiene la Compañía no han sufrido cambios significativos con relación a lo revelado en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2021.

30. Hechos Ocurridos después del Período sobre el que se Informa

Desde el 1 de enero de 2023, hasta la fecha del presente informe, no ha ocurrido ningún hecho significativo que afecte a los estados financieros.