

Electro Dunas S.A.A.

Estados Financieros Intermedios

Al 30 de setiembre de 2025 (No auditado) y 31 de diciembre de 2024 (Auditado)

Electro Dunas S.A.A.
Estado de situación financiera intermedios
Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de Diciembre de 2024
(En miles de Soles)

		<u>30/09/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
	Notas	(No auditado)	(Auditado)
Activo			
Activo Corriente			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	19,720	10,132
Cuentas por cobrar comerciales	8	77,588	86,431
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	31.B	16,824	27,406
Otras cuentas por cobrar	9	3,547	2,664
Inventarios	10	9,069	6,668
Otros activos no financieros	11	3,664	5,722
		<u>130,412</u>	<u>139,023</u>
Activo no corriente			
Otras cuentas por cobrar, neto	9	148	366
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	31.B	14,706	14,385
Propiedad, planta y equipo	12	701,260	639,383
Activos intangibles	14	15,071	14,888
Activo por derecho de uso	13	96,362	118,201
		<u>827,547</u>	<u>787,223</u>
Total activos		<u>957,959</u>	<u>926,246</u>
 Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente			
Otros pasivos financieros	19	194,528	146,516
Pasivo por arrendamiento	13 (c)	37,269	34,392
Cuentas por pagar comerciales	15	52,162	52,610
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	31.B	14,275	13,914
Pasivos por impuestos a las ganancias	21	3,375	2,131
Provisión para beneficio de empleados	17	9,557	8,933
Otras cuentas por pagar	16	6,472	8,552
Provisiones	18	3,655	642
		<u>321,293</u>	<u>267,690</u>
Pasivo no corriente			
Otros pasivos financieros	19	229,886	229,798
Pasivo por arrendamiento	13 (c)	86,601	115,294
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	31.B	40,539	43,981
Otras cuentas por pagar	16	22,824	19,472
Provisiones	18	5,019	10,028
Pasivos por impuestos diferidos	21	32,563	31,312
		<u>417,432</u>	<u>449,885</u>
Total pasivo		<u>738,725</u>	<u>717,575</u>
 Patrimonio	22		
Capital emitido		170,270	170,270
Prima de emisión de acciones		(12,845)	(12,845)
Otras reservas de capital		34,054	34,054
Resultados acumulados		27,755	17,192
Total patrimonio		<u>219,234</u>	<u>208,671</u>
Total pasivo y patrimonio		<u>957,959</u>	<u>926,246</u>

Las notas que se acompañan forman parte de los estados financieros intermedios.

Electro Dunas S.A.A.
Estados de resultados integrales intermedios
por el periodo de nueve meses terminado el 30 de setiembre de 2025 y de 2024
(En miles de Soles)

		30/09/2025	30/09/2024
	Notas	(No auditado)	(No auditado)
Ingresos operativos			
Ingresos por servicios de distribución de energía	23	429,410	417,158
Otros ingresos operativos	23(a)	5,802	5,464
		435,212	422,622
Costos operativos			
Costos de servicio de distribución de energía	24	(292,098)	(284,073)
Otros costos operativos	24(a)	(179)	(161)
		(292,277)	(284,234)
Utilidad bruta		142,935	138,388
Gastos operativos			
Gastos de comercialización	25	(23,888)	(22,759)
Gastos de administración	26	(31,410)	(28,018)
Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	8(c)	(1,344)	(2,223)
Otros ingresos	28	5,957	5,762
Otros gastos	28	(3,173)	(5,250)
		(53,858)	(52,488)
Utilidad operativa		89,077	85,900
Ingresos financieros	29	3,685	3,572
Gastos financieros	30	(23,119)	(20,867)
Diferencia de cambio, neta	6	5,384	10
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		75,027	68,615
Gasto por impuesto a las ganancias	21	(22,272)	(20,966)
Utilidad neta		52,755	47,649
Utilidad neta por acción básica y diluida (en Soles)	22.D	0.310	0.280

Las notas que se acompañan forman parte de los estados financieros intermedios.

Electro Dunas S.A.A.
Estados de cambios en el patrimonio neto intermedios
por el periodo de nueve meses terminado el 30 de setiembre de 2025 y de 2024
(En miles de Soles)

	Capital emitido	Prima de emisión de acciones	Otras reservas de capital	Resultados acumulados	Total Patrimonio
Saldos al 1 de enero de 2024	170,270	(12,845)	34,054	14,696	206,175
Utilidad neta	-	-	-	47,649	47,649
Distribución de dividendos, nota 22.B	-	-	-	(35,696)	(35,696)
Saldos al 30 de setiembre de 2024	170,270	(12,845)	34,054	26,649	218,128
Saldos al 1 de enero de 2025	170,270	(12,845)	34,054	17,192	208,671
Utilidad neta	-	-	-	52,755	52,755
Distribución de dividendos, nota 22.B	-	-	-	(42,192)	(42,192)
Saldos al 30 de setiembre de 2025	170,270	(12,845)	34,054	27,755	219,234

Las notas que se acompañan forman parte de los estados financieros intermedios.

Electro Dunas S.A.A.
Estados de flujos de efectivo intermedios
por el periodo de nueve meses terminado el 30 de setiembre de 2025 y de 2024
(En miles de Soles)

		30/09/2025	30/09/2024
		(9 meses)	(9 meses)
	Notas	(No auditado)	(No auditado)
Actividades de operación			
Utilidad neta del ejercicio		52,755	47,649
Ajustes para conciliar la utilidad antes de impuesto a las ganancias con el efectivo proveniente de las actividades de operación			
Impuesto a las ganancias	21	22,272	20,966
Estimación de pérdida esperada de cuentas por cobrar	8(c)	1,344	2,223
Estimación por desvalorización de inventarios	10	472	325
Depreciación	12 y 13	44,134	39,052
Amortización	14	1,197	892
Estimaciones (reversiones) de provisiones	18	(65)	2,008
Baja de propiedad, planta y equipo e intangibles	12 y 13	650	772
Ingresos financieros	29	(3,685)	(3,572)
Gastos financieros	30	23,119	20,867
Cambios en activos y pasivos operativos			
Disminución (aumento) de cuentas por cobrar comerciales		7,502	2,317
Disminución de cuentas por cobrar a entidades relacionadas		28	(715)
Aumento de otras cuentas por cobrar		(665)	(536)
Aumento de inventarios		(2,872)	(1,870)
Disminución de otros activos no financieros		2,023	(2,748)
Aumento (Disminución) de cuentas por pagar comerciales		(7,728)	(5,475)
Disminución de cuentas por pagar a relacionadas		(2,388)	(688)
(Disminución) aumento de pasivo por arrendamiento (NIIF 16)		(511)	14
Disminución de otras cuentas por pagar		(1,081)	(1,029)
		136,501	120,452
Ingresos (pagos) por:			
Intereses cobrados		2,946	2,731
Impuesto a las ganancias (pagado) reembolsados		(19,777)	(18,763)
Flujo neto de efectivo proveniente de las actividades de operación		119,670	104,420
Actividades de inversión			
Adquisición de propiedad, planta y equipo	12	(73,400)	(61,173)
Adquisición de activos intangibles	14	(1,380)	(2,782)
Préstamos otorgados a entidades relacionadas		-	(1,200)
Amortización de préstamos otorgados a entidades relacionadas		10,622	2,800
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(64,158)	(62,355)

Electro Dunas S.A.A.
Estados de flujos de efectivo intermedios condensados (continuación)
por el periodo de nueve meses terminado el 30 de setiembre de 2025 y de 2024
(En miles de Soles)

		30/09/2025	30/09/2024
		(9 meses)	(9 meses)
	Notas	(No Auditado)	(No auditado)
Actividades de financiamiento			
Ingreso de deudas y préstamos que devengan interés		230,000	146,000
Pago pasivo por arrendamiento (NIIF 16)		(33,874)	(27,476)
Pago de deudas y préstamos que devengan interés		(185,000)	(112,000)
Pago de deuda concursal		(749)	(745)
Pago de contribuciones reembolsables		(1,503)	(2,173)
Pago de intereses de préstamos		(12,609)	(11,292)
Pagos de arrendamientos financieros		-	(386)
Dividendos pagados a accionistas		(42,189)	(35,696)
Flujo neto de efectivo utilizado de las actividades de financiamiento		(45,924)	(43,768)
Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo			
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio		9,588	(1,703)
		10,132	16,159
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo		19,720	14,456
Transacciones que no generan flujos de efectivo			
Adquisición de propiedad, planta y equipo vía contribuciones reembolsables	12	2,848	4,515
Adquisición de Propiedad, planta y equipo via otros proveedores	12	7,327	7,191
Capitalización de intereses	12	849	-
Activo por derecho de uso		398	946

Las notas que se acompañan forman parte de los estados financieros intermedios.

1. Antecedentes y Actividad Económica

A. Antecedentes

Electro Dunas S.A.A. (en adelante “la Compañía”) es una subsidiaria de Dunas Energía S.A.A. (en adelante la Controladora), la cual posee el 99.96 por ciento de su capital social al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024. La Compañía fue constituida en Perú el 30 de enero de 1912. A partir del 10 de agosto de 2019, mediante un proceso de oferta pública, el Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (“GEB”) se convirtió en el principal accionista de Dunas Energía S.A.A.

El domicilio legal, sede principal, centro de servicios y oficina administrativa de la Compañía se encuentra ubicado en la carretera Panamericana Sur KM 300.5, La Angostura, Ica.

B. Actividad económica

La Compañía tiene por objeto la distribución de energía eléctrica en las provincias de Ica, Pisco, Chincha, Nazca y Palpa en el departamento de Ica; Castrovirreyna y Huaytará en el departamento de Huancavelica; y Lucanas, Parinacochas, Páucar del Sara y Sucre en el departamento de Ayacucho, según los contratos suscritos con el Estado Peruano. Asimismo, realiza otros servicios relacionados a su giro principal. La Compañía se encuentra inscrita en el mercado público de valores de Lima, regulado por la Superintendencia del Mercado de Valores (“SMV”).

C. Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros al 30 de setiembre de 2025 han sido aprobados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 30 de octubre de 2025. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fueron aprobados por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 19 de marzo de 2025.

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

A. Marco regulatorio y descripción de la industria

El sistema eléctrico peruano está conformado principalmente por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y algunos sistemas aislados. La Compañía desarrolla principalmente sus operaciones dentro del segmento de distribución de energía eléctrica y pertenece al SEIN. Las principales normas legales que afectan las actividades de la Compañía son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) - Decreto Ley N° 25844, promulgada el 19 de noviembre de 1992; su reglamento, Decreto Supremo N° 009-93-EM, promulgado el 19 de febrero de 1993 y sus normas modificatorias y ampliatorias.
- Ley General de Electrificación Rural (LGER), Ley N° 28749, promulgada el 30 de mayo de 2006; su reglamento, Decreto Supremo N° 025-2007-EM y sus normas modificatorias y ampliatorias.
- Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LGE), Ley N° 28832, promulgada el 21 de julio de 2006 y sus normas modificatorias y ampliatorias.
- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (RULE), Decreto Supremo N° 022-2009-EM, promulgado el 16 de abril de 2009 y sus normas modificatorias.

La LCE, establece las disposiciones normativas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país. En ese sentido, la LCE dictamina que la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SEIN), con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SEIN regula los precios de transferencia de potencia y energía entre los generadores, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión.

Por otra parte, la LCE diferencia el mercado regulado y el mercado libre. Al respecto, el artículo 8° de la LCE “establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia”. De acuerdo con el RULE, si la máxima demanda anual de cada punto de suministro es hasta 200kW el Usuario está sujeto al régimen de regulación de precios y si la máxima demanda se encuentra entre 200 kW hasta 2500 kW el Usuario tiene derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre. En el caso que la máxima demanda anual supere a 2500 kW, el Usuario tiene la condición de Usuario Libre. En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios.

En el año 2006, con la promulgación de la LGE se introdujo importantes cambios en la regulación del sector que modificó la LCE. Uno de estos cambios está referido a la participación de los agentes en el mercado de generación a corto plazo; además de las empresas de generación, se incluyen como participantes a las empresas de distribución y a los grandes clientes libres como integrantes del COES-SINAC, cambiándose de esta manera la estructura de este organismo. Adicionalmente, se regula el procedimiento para que las empresas distribuidoras convoquen a licitaciones que permitan asegurar el abastecimiento de energía para el mercado regulado.

Otra modificación de la LGE está relacionada con la actividad de transmisión. Con fecha 22 de mayo de 2012, mediante Decreto Supremo N° 014-2012-EM, se modificó el artículo N° 139 del Reglamento de esta Ley, introduciendo, principalmente, los siguientes aspectos:

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

Por otra parte, la LGE, tipifica a la Generación Distribuida como instalaciones de generación con potencia conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución. Bajo esta modalidad de despacho, la Compañía a partir de enero de 2017, marzo de 2018 y setiembre de 2024 viene operando las centrales de generación distribuida de Luren (Ica), Pedregal (Chincha) y Nasca (Nasca) respectivamente, las cuales arrienda de su relacionada Perú Power Company

S.A.C. (nota 13(a)).

Con fecha 24 de setiembre de 2015, mediante Decreto Legislativo N° 1221, se modificaron varios artículos de la LCE con el objetivo de garantizar la ampliación de la frontera eléctrica, la calidad y seguridad del suministro eléctrico y la sostenibilidad del mercado eléctrico, introduciéndose principalmente los siguientes cambios:

- El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) determinará para cada concesionaria de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de Operación y Mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50,000 suministros y en forma agrupada para el resto, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.
- Implementación de la contabilidad separada, diferenciando los Sistemas Eléctricos Rurales que administra del resto de sistemas eléctricos de distribución. Con la Resolución N° 218-2020-OS/CD, OSINERGMIN aprobó la norma que contiene el “Manual de Costos basado en actividades aplicable a las empresas de distribución eléctrica” vigente a partir del año 2023.
- Bajo esta nueva metodología, a partir de noviembre de 2022 se fijó un nuevo VAD, vigente para la Compañía hasta octubre de 2026.
- Delimita la actividad de Generación Distribuida, con equipos de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración para atender el consumo propio del usuario o inyectar sus excedentes al sistema de distribución. La potencia límite se fijará en el reglamento respectivo.

El 20 de junio de 2016 el Gobierno promulgó la Ley N° 30468 que crea el mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial (tarifa BT5B) con la finalidad de asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas residenciales independientemente de su ubicación geográfica y del sistema eléctrico al que pertenezcan los usuarios residenciales.

Como consecuencia del Decreto Legislativo N° 1221, el 24 de julio de 2016 se publicó el Decreto Supremo N° 018-2016-EM que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, resaltando lo siguiente:

- Nuevos lineamiento metodológicos del estudio de costos para la determinación del Valor Agregado de Distribución, en los que destacan, el estudio de costos para cada empresa con más de cincuenta mil suministros, el cual comprende la totalidad de los sistemas eléctricos agrupados por sector típico, y la validación del VAD a través de la tasa interna de retorno para cada concesionaria, la dación de un cargo adicional por eficiencia energética y la promoción de la mejora de la calidad de servicio eléctrico.
- Los procedimientos para la modificación de las concesiones y autorizaciones.

- La asignación de las Zonas de Responsabilidad Técnica y responsabilidad de las empresas de distribución de electricidad.
- Diferencia en el proceso de fijación del VAD de las concesionarias privadas y del estado.
- Precisiones sobre los proyectos de innovación y/o eficiencia energética y el factor de reajuste por calidad del servicio.
- Establece la revisión y unificación de las Normas Técnicas de Calidad.
- Estipula el desarrollo de proyectos piloto y el despliegue de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI) en el plazo de 8 años, considerando que los costos de inversión, operación y mantenimiento formen parte del VAD. Esta disposición se modificó con el Decreto Supremo N° 028-2021-EM, el cual propone ampliar los proyectos piloto SMI hasta el siguiente período tarifario (2022-2026) y la realización de una etapa posterior de despliegue siempre y cuando el análisis beneficio-costó resulte positivo de acuerdo con lo que establezca OSINERGMIN.

El 31 de julio de 2018 se publicó la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM que publica el proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida. Este proyecto subdivide a la Generación Distribuida en mediana ($200\text{kW} > \text{MGD} \leq 10\text{MW}$) y micro ($\leq 200\text{kW}$) generación.

El 25 de noviembre de 2024, mediante Resolución Ministerial N° 439-2024-MINEM/DM, se publicó un nuevo proyecto de Reglamento de Generación Distribuida conectada a Sistemas de Utilización de los Usuarios del Servicio Público de Electricidad. Hasta la fecha no se ha aprobado este proyecto de norma, por ello la Compañía evaluará el impacto de esta norma cuando sea aprobada.

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 LCE, referido a la integración vertical en los casos que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad vigente. Esta modificación precisa que el MINEM deberá aprobar un decreto supremo en el que se determinen los alcances de la evaluación que realizará el Ministerio en los casos de integración vertical que no califican como concentración.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2020-EM, publicado el 14 de julio de 2020, se aprobó el nuevo Reglamento de la LGER que mejora los procedimientos y participación de los agentes que intervienen en la electrificación rural, además promueve la planificación centralizada participativa a cargo del MINEM, la participación privada, el uso productivo de la electricidad, los mecanismos de financiamiento y la utilización de tecnologías más adecuadas para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER). Por otra parte, exige a las empresas implementar un sistema de costos basado en actividades para los SER.

Con fecha 19 de enero de 2025, se promulga la Ley N° 32249 que modifica la LGE, los principales cambios que incluye son:

- Permite contratar energía en bloques horarios y desliga la compra de la potencia de la energía.
- Las Distribuidoras deberán programar de licitaciones vinculantes para el mercado regulado a 10 años.
- Los Contratos Bilaterales serán reglamentados.
- Los precios en barra no podrán diferir en más del 10% del promedio de los precios de licitación y los precios del mercado libre.
- Crea un mercado de servicios complementarios.

El 09 de abril de 2025 con Resolución Ministerial N.º 127-2025-MINEM/DM se publica el proyecto de Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados. Hasta la fecha no se ha aprobado este proyecto de norma.

B. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas

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

C. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSE que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas. En caso de incumplimiento de los parámetros establecidos, prevé penalidades y compensaciones.

La Gerencia de la Compañía estima que, en caso de surgir alguna contingencia relacionada al incumplimiento de los parámetros establecidos por la NTCSE, ésta no tendría un efecto significativo en relación con los estados financieros intermedios tomados en su conjunto.

A la fecha está pendiente la publicación de la revisión y unificación de las Normas Técnicas de Calidad Urbana y Rural previsto en el Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

D. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

El 18 de noviembre de 1997, se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley N° 26876, 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 la Ley N° 31112 que Establece el Control Previo de Operaciones de Concentración Empresarial, se estableció un régimen de autorización previa para las operaciones de concentración en actividades económicas - no solamente respecto de la industria eléctrica - cuando de manera concurrente se cumpla con: (i) la suma total del valor de las ventas o ingresos brutos anuales o valor de activos en el país de las empresas involucradas en la operación de concentración empresarial haya alcanzado durante el ejercicio fiscal anterior a aquel en que se notifique la operación, un valor igual o superior a ciento dieciocho mil (118 000) unidades impositivas tributarias (UIT) y (ii) el valor de las ventas o ingresos brutos anuales o valor de activos en el país de al menos dos de las empresas involucradas en la operación de concentración empresarial hayan alcanzado, durante el ejercicio fiscal anterior a aquel en que se notifique la operación, un valor igual o superior a dieciocho mil (18,000) unidades impositivas tributarias (UIT) cada una. Dicha ley entró en vigencia en junio de 2021.

La Ley N° 31112 derogó la Ley 26876, salvo por el artículo 13°, que modificó el artículo 122° de la LCE.

E. 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, 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.

Específicamente señala que en caso se produzcan un consumo en el Mercado de Corto Plazo sin contrato, este se le asignará a los Generadores participantes en función a la diferencia entre la Energía Firme Eficiente Anual y las ventas de energía por contratos y serán valorizados a costo marginal por un Factor de Incentivo fijado por Osinergmin. La Compañía durante el 2023 hizo unos retiros sin contrato menores en la barra de Caudalosa en 22kV; asimismo, para evitar esta situación, a partir de enero 2024 se ha suscrito un nuevo contrato de suministro que le permitirá cubrir estos pequeños excesos no contratados.

F. 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 N° 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.

Mediante Decreto Supremo N° 013-2019-MINAM publicado el 31 de diciembre de 2019, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 30754, proporcionándole el marco institucional para la gestión integral del cambio climático a través de la planificación, articulación, ejecución, monitoreo, evaluación, reporte y difusión de las políticas públicas, orientadas al servicio de la ciudadanía, que buscan reducir la situación de vulnerabilidad del país frente a los efectos del cambio climático, aprovechar las oportunidades de desarrollo bajo en carbono y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por el Estado ante la Convención Marco de las Naciones sobre el Cambio Climático.

G. Creación de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Sector Eléctrico

Mediante la Resolución Suprema N° 006-2019-EM publicada el 19 de junio de 2019 se creó la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector de Electricidad (CRSE), por un período de 24 meses, conformado por representantes del MINEM, OSINERGMIN y Ministerio de Energía y Finanzas (MEF), cuyo objetivo es “mitigar temporalmente las distorsiones actuales del modelo regulatorio, mientras se prepara y se formula una reforma integral para corregir los problemas estructurales del sector energía”. Dentro de los principales temas que serán revisados en esta etapa se incluyen:

- Normas de electrificación rural;
- Mejora en las licitaciones para el suministro de electricidad;
- Separación de compras de suministro eléctrico por potencia y energía;
- Tratamiento de la compra de gas para generación eléctrica;
- Gobernanza institucional del MINEM, COES y OSINERGMIN;
- Tecnologías de información en el sector eléctrico;
- Revisión del modelo regulatorio en generación, transmisión y distribución;
- Plan estratégico vinculante para el desarrollo energético;
- Revisión del marco normativo del suministro de gas natural para la generación eléctrica.

Se ha desarrollado el marco conceptual para la modernización del sector eléctrico que fundamenta la elaboración del Libro Blanco.

El 9 de julio de 2021 se publicó la Resolución Suprema N° 003-2021-EM que resolvió prorrogar por dieciocho (18) meses adicionales, el plazo de vigencia de la CRSE a fin de materializar las propuestas normativas del Libro Blanco. Culminado el plazo, mediante Resolución Suprema N° 001-2023-EM publicada el 12 de enero de 2023, prorrogó por dieciocho (18) meses adicionales el plazo de vigencia de la CRSE.

El 13 de julio de 2024 con Resolución Suprema N° 011-2024-EM, se prorroga por veinte (20) meses adicionales, a partir del 14 de julio de 2024, el plazo de vigencia de la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad.

3. Principales Principios y Prácticas Contables

A. Bases de preparación y presentación

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 30 de setiembre de 2025.

La nota 3 incluye detalles de las políticas contables de la Compañía.

B. Responsabilidad de la Información

La información contenida en estos estados financieros intermedios es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el IASB y vigentes a las fechas de los estados financieros.

C. Bases de medición

Los estados financieros intermedios de la Compañía han sido preparados en base a los registros de la contabilidad, los cuales han sido preparados de acuerdo con el principio del costo histórico.

D. Moneda funcional y de presentación

Las partidas que se incluyen en los estados financieros intermedios se miden en la moneda del ambiente económico primario donde opera la Compañía. Los estados financieros intermedios se

presentan en soles (S/), que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía. Toda la información es presentada en miles de soles y ha sido redondeada a la unidad más cercana, excepto cuando se indica de otra manera.

E. Cambios en Políticas Contables Materiales

La Compañía adoptó la Revelaciones de políticas contables (Modificaciones a la NIC 1 y Declaración de Práctica 2 de las NIIF) a partir del 1 de enero de 2024. Aunque las modificaciones no dieron lugar a ningún cambio en las políticas contables propiamente dichas, afectaron a la información sobre políticas contables revelada en los estados financieros intermedios. Las modificaciones exigen la divulgación de las políticas contables "materiales", en lugar de "significativas". Las modificaciones también proporcionan orientación sobre la aplicación de la importancia relativa a la divulgación de las políticas contables, ayudando a las entidades a proporcionar información útil y específica sobre las políticas contables que los usuarios necesitan para comprender otra información de los estados financieros intermedios. La Gerencia ha revisado las políticas contables y ha actualizado la información que figura en la nota 3.F.

F. Políticas Contables Materiales

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

i. Efectivo y equivalentes al efectivo

El rubro efectivo y equivalentes al efectivo del estado de situación financiera comprende el efectivo en caja y cuentas corrientes y los depósitos con un vencimiento original de tres meses o menos y con riesgo no significativo de cambio en su valor razonable.

ii. Instrumentos financieros

Reconocimiento inicial y medición posterior

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da origen a un activo financiero de una entidad y a un pasivo financiero o instrumento patrimonial de otra entidad.

▪ Activos financieros

Reconocimiento y medición inicial

Los activos financieros se clasifican, al momento de su reconocimiento inicial, como medidos al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otros resultados integrales y al valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros de la Compañía incluyen efectivo y equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

Medición posterior

Para propósitos de la medición posterior, los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías:

- Activos financieros al costo amortizado (instrumentos de deuda);
- Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales con traslado de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda);
- Activos financieros al valor razonable con cambios en otros resultados integrales que no se trasladan a ganancias y pérdidas cuando se dan de baja (instrumentos de patrimonio);
y
- Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados.

La clasificación depende del modelo de negocio de la Compañía y de los términos contractuales de los flujos de efectivo.

Activos financieros al costo amortizado (instrumentos de deuda)

La Compañía mide los activos financieros al costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

- Modelo de negocios que la Compañía tiene para la gestión de los activos financieros cuyo objetivo es mantener los activos financieros en esta categoría para poder cobrar los flujos de efectivo contractuales y no realizar su venta o negociación; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos utilizando el método de interés efectivo y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas son reconocidas en resultados cuando el activo es dado de baja, modificado o deteriorado.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Compañía cambia su modelo de negocio para su gestión.

En esta categoría se incluyen el efectivo y equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La Compañía no tiene otros tipos de activos financieros al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, de corresponder, parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja en cuentas, es decir, se elimina del estado de situación financiera, cuando:

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo; o
- La Compañía haya transferido sus derechos para recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o ha asumido una obligación de pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia (pass-through arrangement), y (a) la Compañía ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o (b) la Compañía no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando la Compañía ha transferido sus derechos de recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o se ha celebrado un acuerdo de transferencia, la Compañía evalúa si ha retenido, y en qué medida, los riesgos y beneficios de la propiedad del activo. Cuando la Compañía no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, ni ha transferido el control del mismo, la Compañía continúa reconociendo contablemente el activo transferido. En ese caso, la Compañía también reconoce el pasivo relacionado. El activo transferido y el pasivo relacionado se miden de manera tal que reflejen los derechos y obligaciones que la Compañía ha retenido.

Cuando la implicación continuada toma la forma de una garantía sobre los activos transferidos, ésta se mide al menor valor entre el valor contable original de activo y el importe máximo de la contraprestación que la Compañía tendría que pagar por la garantía.

Deterioro del valor de los activos financieros

La Compañía reconoce una provisión por deterioro con un modelo de pérdida de crédito esperada (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos al valor razonable con cambios en resultados. La PCE se determina como la diferencia entre los flujos de caja contractuales que vencen de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir, descontados a una tasa que se aproxima a la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo producto de la venta de garantías mantenidas u otras garantías recibidas.

La PCE es reconocida en dos etapas. Para las exposiciones de crédito por las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, la PCE se reconoce para pérdidas que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses ("PCE de 12 meses"). Para las exposiciones de créditos por los cuales ha habido un incremento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, se requiere una pérdida por deterioro por pérdidas de crédito esperada durante la vida remanente de la exposición, con independencia de la oportunidad del incumplimiento ("PCE durante toda la vida").

Para las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, la Compañía aplica un enfoque simplificado al calcular la PCE. Por lo tanto, la Compañía no monitorea los cambios en el riesgo de crédito, en vez de esto, reconoce una provisión por deterioro en base a la "PCE durante toda la vida" en cada fecha de reporte. La Compañía ha establecido una matriz de provisión que se basa en su experiencia de pérdida histórica, ajustada por factores esperados específicos a los deudores y al entorno económico.

La Compañía considera que un activo financiero presenta incumplimiento cuando los pagos contractuales tienen un atraso de 360 días. Sin embargo, en ciertos casos, la Compañía podría considerar que un activo financiero presenta incumplimiento cuando información interna o externa indica que es improbable que la Compañía reciba los importes contractuales adeudados antes que la Compañía ejecute las garantías recibidas (si hubiese). Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

▪ ***Pasivos financieros***

Reconocimiento y medición inicial

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

Los pasivos financieros de la Compañía incluyen otros pasivos financieros, cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar y cuentas por pagar a entidades relacionadas.

Medición posterior

La medición posterior de los pasivos financieros depende de su clasificación, según se describe a continuación:

Pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar, los derivados y los pasivos financieros designados al

momento del reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se contraen con el propósito de negociarlos en un futuro cercano; las ganancias o pérdidas relacionadas con estos pasivos se reconocen en resultados. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados que no se designan como instrumentos de cobertura eficaces según lo define la NIIF 9.

Los pasivos financieros designados al momento de su reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados se designan como tales a la fecha de su reconocimiento inicial únicamente si se cumplen los criterios definidos en la NIIF 9.

La Compañía no tiene pasivos financieros al valor razonable con cambios en el resultado al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

Otros pasivos financieros

Esta es la categoría más significativa para la Compañía. Después del reconocimiento inicial, los otros pasivos financieros se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales cuando los pasivos se dan de baja, como así también a través del proceso de amortización aplicando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las comisiones o los costos que sean una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce como costos financieros en el estado de resultados y otros resultados integrales.

En esta categoría se incluyen los otros pasivos financieros, cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a entidades relacionadas y otras cuentas por pagar.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación ha sido pagada o cancelada, o haya vencido. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o cuando las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal permuta o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los importes respectivos en libros se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan de manera que se informa el importe neto en el estado de situación financiera, solamente si existe un derecho actual legalmente exigible de compensar los importes reconocidos, y existe la intención de liquidarlos por el importe neto, o de realizar los activos y cancelar los pasivos en forma simultánea.

iii. Medición del valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de un mercado a la fecha de medición.

El valor razonable de un activo o pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes en el mercado usarían al ponerle valor al activo o pasivo, asumiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico.

La Compañía utiliza técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y por las cuales tiene suficiente información disponible para medir al valor razonable, maximizando el uso de datos observables relevantes y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos por los cuales se determinan o revelan valores razonables en los

estados financieros intermedios son clasificados dentro de la jerarquía de valor razonable, descrito a continuación, en base al nivel más bajo de los datos usados que sean significativos para la medición al valor razonable como un todo:

- Nivel 1: Precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: Técnicas de valuación por las cuales el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable es directa o indirectamente observable.
- Nivel 3: Técnicas de valuación por las cuales el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable no es observable.

Para los activos y pasivos que son reconocidos al valor razonable en los estados financieros intermedios sobre una base recurrente, la Compañía determina si se han producido transferencias entre los diferentes niveles dentro de la jerarquía mediante la revisión de la categorización al final de cada período de reporte. Asimismo, la Gerencia analiza los movimientos en los valores de los activos y pasivos que deben ser valorizados de acuerdo con las políticas contables de la Compañía.

Para propósitos de las revelaciones de valor razonable, la Compañía ha determinado las clases de activos y pasivos sobre la base de su naturaleza, características y riesgos y el nivel de la jerarquía de valor razonable tal como se explicó anteriormente.

iv. Inventarios

Los Inventarios en almacenes se destinan a la operación y mantenimiento, renovación y ampliación de la red eléctrica existente. Se valorizan al costo de reposición o, cuando sea aplicable, al valor neto de realización, según cual sea menor. El costo se determina usando el método de costo promedio, excepto por suministros y repuestos en tránsito, los cuales se registran al costo específico de adquisición. El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos estimados para colocar los suministros y repuestos en condición de venta y los gastos de comercialización y distribución.

La estimación para obsolescencia de suministros y repuestos consiste en una reducción del importe en libros al costo de reposición o valor neto de realización en su caso, con efecto en el estado de resultados y otros resultados integrales del período en el que se incurren.

v. Propiedad, planta y equipo

El rubro "Propiedad, planta y equipo, neto" se presenta al costo, neto de la depreciación acumulada y/o las pérdidas acumuladas por deterioro, si las hubiere. El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o su costo de fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo directamente atribuible para poner dicho activo en operación, el estimado inicial de la obligación de rehabilitación y, los costos de financiamiento para los proyectos de construcción a largo plazo, en la medida en que se cumplan los requisitos para su reconocimiento.

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

en que se cumplan los requisitos para el reconocimiento de la provisión respectiva.

Una partida de propiedad, planta y equipo o un componente significativo es retirado al momento de su disposición o cuando no se esperan beneficios económicos de su uso o disposición posterior. Cualquier ganancia o pérdida que surja al momento del retiro del activo fijo (calculada como la diferencia entre los ingresos por la venta y el valor en libros del activo) es incluida en el estado de resultados y otros resultados integrales en el año en que se retira el activo.

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

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

La depreciación es calculada bajo el método de línea recta tomando en consideración las siguientes vidas útiles:

	Años
Edificios y otras construcciones	Entre 10 y 80
Maquinaria y equipo	Entre 15 y 55
Unidades de transporte	Entre 10 y 12
Muebles y enseres	16
Equipos diversos	Entre 4 y 16

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

vi. Arrendamientos

La Compañía evalúa al inicio del contrato si este es, o contiene, un arrendamiento. Es decir, si el contrato transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

▪ La Compañía como arrendatario

La Compañía aplica un solo método de reconocimiento y medición para todos los contratos de arrendamiento, con la exención de arrendamientos a corto plazo (menores a 12 meses) y arrendamientos de activos de bajo valor. La Compañía reconoce como pasivos por arrendamiento los pagos a realizar por el arrendamiento y como derecho de uso los activos subyacentes.

Activos por derecho de uso

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso a la fecha de inicio del contrato de arrendamiento (es decir, la fecha en la que el activo subyacente esté disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier actualización de los pasivos por arrendamiento. El costo de los activos por derecho de uso incluye la cantidad de pasivos por arrendamiento reconocidos, costos directos iniciales incurridos, y los pagos de arrendamiento realizados o a partir de la fecha de comienzo menos los incentivos de arrendamientos recibidos. Los activos por derecho de uso se deprecian sobre una base de línea recta basado en el período más corto entre el plazo del arrendamiento y la vida útil estimada de los activos, de la siguiente manera:

	Años
Edificios e instalaciones	10
Maquinaria y equipo	Entre 8 y 10
Unidades de transporte	Entre 3 y 5
Equipos diversos	Entre 1 y 5

Si el arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente al arrendatario al finalizar el plazo del arrendamiento o si el costo del activo por derecho de uso refleja que el arrendatario ejercerá una opción de compra, el arrendatario depreciará el activo por derecho de uso desde la fecha de comienzo del mismo hasta el final de la vida útil del activo subyacente.

Los activos por derecho de uso están sujetos a las pruebas de deterioro, ver párrafo 3.F.viii en la sección de deterioro de activos no financieros.

Pasivos de arrendamiento

En la fecha de inicio del alquiler, la Compañía reconoce los pasivos por arrendamiento medidos al valor presente de los pagos pendientes a esa fecha. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluyendo los pagos en esencia fijos) menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar, pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos de arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra que es razonablemente segura de ser ejercida por la Compañía y las penalidades por rescindir el arrendamiento, si el plazo del arrendamiento refleja que la Compañía ejercerá la opción de rescisión.

Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gastos en el período en el que ocurre el evento o condición que desencadena el pago; excepto que se destinen a la producción de bienes de inventario, en cuyo caso se aplicará la NIC 2 Inventarios.

Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, la Compañía utiliza la tasa de interés incremental que le aplica en la fecha de inicio del arrendamiento, debido a que la tasa de interés implícita en el arrendamiento no es fácilmente determinable. Después de la fecha de inicio, el monto de los pasivos por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos de arrendamiento realizados. Además, el importe en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación por cambios en el plazo del arrendamiento, en la evaluación de una opción de compra, en los importes por pagar esperados relacionados con una garantía de valor residual y en los pagos futuros procedente de un cambio en un índice o tasa.

Arrendamiento de corto plazo y de activos de bajo valor

La Compañía aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos de equipos diversos y unidades de transporte por ser de corto plazo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra) y activos de bajo valor. Los pagos de los arrendamientos a corto plazo y de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

▪ *La Compañía como arrendador*

Los arrendamientos en los que la Compañía no transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad de un activo se clasifican como arrendamientos operativos. Los ingresos por rentas se contabilizan linealmente en los términos de los contratos de arrendamiento y se incluyen en los ingresos en el estado de resultados debido a su naturaleza operativa. Los costos directos iniciales incurridos en la negociación y organización de un arrendamiento operativo se agregan al valor en libros del activo arrendado y se reconocen

durante el plazo del arrendamiento sobre la misma base que los ingresos por alquiler. Los alquileres contingentes se reconocen como ingresos en el período en que se obtienen.

Tasa de interés incremental

La Compañía no puede determinar fácilmente la tasa de interés implícita del arrendamiento, por lo tanto, utiliza la tasa de interés incremental (IBR por sus siglas en inglés) para medir los pasivos por arrendamiento. La tasa de interés incremental es la tasa que la Compañía tendría que pagar por pedir prestado durante un plazo similar, y con un valor similar, los fondos necesarios para obtener un activo similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. Por lo tanto, esta tasa refleja lo que la Compañía 'tendría que pagar', lo que requiere una estimación cuando no hay tasas observables disponibles (como para las subsidiarias que no realizan transacciones financieras) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento.

La Compañía estima la tasa incremental utilizando datos observables (como las tasas de interés del mercado) cuando están disponibles y se requiere que haga ciertas estimaciones específicas de la entidad, como la calificación crediticia de la entidad, los márgenes bancarios para este tipo de préstamos, entre otros.

vii. Activos intangibles

Los activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados netos de su amortización acumulada. La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos que ha sido estimada en diez años.

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

viii. Deterioro de activos de larga duración (no financieros)

A cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, la Compañía evalúa si existe algún indicio de que un activo pudiera estar deteriorado en su valor. Si existe tal indicio, o cuando una prueba anual de deterioro del valor para un activo es requerida, la Compañía estima el importe recuperable de ese activo. El importe recuperable de un activo es el mayor valor entre el valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso, ya sea de un activo o de una unidad generadora de efectivo cuando un activo no genere flujos de efectivo que sean sustancialmente independientes de los de otros activos o grupos de activos.

Cuando el importe en libros de un activo o de una unidad generadora de efectivo excede su importe recuperable, el activo se considera deteriorado y su valor se reduce a su importe recuperable. Al evaluar el valor en uso de un activo, los flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor presente mediante una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones corrientes del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para la determinación del valor razonable menos los costos de venta se toman en cuenta transacciones recientes del mercado, si las hubiere. Si no pueden identificarse este tipo de transacciones, se utiliza un modelo de valoración que resulte apropiado. Estos cálculos se verifican contra múltiplos de valoración, cotizaciones de acciones para subsidiarias que coticen en bolsa y otros indicadores disponibles del valor razonable.

Las pérdidas por deterioro del valor correspondientes a las operaciones continuas, incluido el deterioro del valor de los inventarios, se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales en aquellas categorías de gastos que correspondan con la función del activo deteriorado.

Para los activos en general, a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, se efectúa una evaluación sobre si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro del valor reconocidas previamente ya no existen o hayan disminuido. Si existiese tal indicio, la Compañía efectúa una estimación del importe recuperable del activo o de la unidad generadora de efectivo. Una pérdida por deterioro del valor reconocida previamente solamente se revierte si hubo un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable del activo desde la última vez en que se reconoció una pérdida por su deterioro. La reversión se limita de manera tal que el importe en libros del activo no exceda su monto recuperable, ni exceda el importe en libros que se hubiera determinado, neto de la depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para ese activo en ejercicios anteriores. Tal reversión se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

ix. Beneficios a los trabajadores

Los beneficios a trabajadores incluyen, entre otros, beneficios a los trabajadores a corto plazo, tales como sueldos, salarios y aportaciones a la seguridad social, ausencias remuneradas anuales, ausencias remuneradas por enfermedad, y participaciones, si se pagan dentro de los doce meses siguientes al final del período. Estos beneficios se reconocen contra la ganancia o pérdida del período cuando el trabajador ha desarrollado los servicios que les otorgan el derecho a recibirlos. Las obligaciones correspondientes a pagar se presentan como pasivo por beneficios a empleados.

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por la participación legal de los trabajadores en las utilidades de la Compañía. La participación de los trabajadores en las utilidades se calcula aplicando la tasa de 5% a la materia imponible determinada de acuerdo con la legislación del impuesto a la renta vigente y se registra con cargo al costo de servicio, gastos de ventas o gastos de administración, según la función de los trabajadores beneficiados.

x. Provisiones

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

xi. Contingencias

Los pasivos contingentes son registrados en los estados financieros intermedios cuando se considera que es probable que se confirmen en el tiempo y pueden ser razonablemente cuantificados. Las contingencias posibles no se reconocen en los estados financieros intermedios, estas se revelan en notas en los estados financieros intermedios, excepto que la posibilidad que se desembolse un flujo económico sea remota.

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

xii. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen por el valor razonable de la contrapartida, recibida o por recibir, derivada de los mismos. Estos ingresos son reducidos por aquellas estimaciones tales como devoluciones de clientes, rebajas y otros conceptos similares.

Los ingresos por el servicio de distribución de energía se reconocen para representar la transferencia de bienes o servicios prometidos a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de bienes o servicios, considerando los siguientes 5 pasos:

- Paso 1: Identificar el contrato con el cliente.
- Paso 2: Identificar las obligaciones separadas del contrato.
- Paso 3: Determinar el precio de transacción.
- Paso 4: Distribuir el precio de transacción entre las obligaciones del contrato.
- Paso 5: Reconocer el ingreso cuando (o a medida que) la entidad satisface las obligaciones del contrato.

En el caso de la Compañía, la siguiente tabla presenta información sobre la naturaleza y la oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyen términos de pago significativos y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos.

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño	Política de reconocimiento de ingresos
Servicio de distribución de energía	La Compañía efectúa la prestación del suministro de energía eléctrica a sus clientes bajo un marco regulatorio en el sector y satisface sus obligaciones de desempeño a medida en que se presta el servicio. Los servicios se facturan mensualmente con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión. Conjuntamente con la facturación de la energía se procede a la facturación de un cargo fijo que está reconocido en el pliego tarifario por sector típico. La única obligación de desempeño relacionada con estos servicios está satisfecha con el tiempo e incluye una serie de servicios sustancialmente similares con el mismo patrón de transferencia a los clientes.	Ingresos por distribución de energía se facturan mensualmente con base en lecturas cíclicas y son reconocidos íntegramente en el período en que se presta el servicio. El ingreso por energía entregada y no facturada, que se genera entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes, se incluye en la facturación del mes siguiente, pero se reconoce como ingreso en el mes que corresponde con base en estimados de la energía consumida por el usuario del servicio durante el referido período. En consecuencia, los ingresos son reconocidos cuando la prestación del suministro de energía sea proporcionado, el importe de la contraprestación refleje el derecho a cambio de esos servicios, y las características de los servicios brindados al cliente sean recibidos y consumidos de manera simultánea
Venta de medidores y otros relacionados a la conexión	La Compañía efectúa la venta e instalación del medidor y satisface su obligación de desempeño cuando los clientes obtienen el control e instalación del bien y su aceptación. Los precios de los medidores y su instalación tienen una contraprestación fija y única para ambas obligaciones de desempeño y son fijados por el ente regulador.	Los ingresos por la venta de medidores se reconocen en un momento en el tiempo y con base en una facturación efectiva que es muy cercana al plazo máximo de entrega e instalación del medidor fijado por el regulador.

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño	Política de reconocimiento de ingresos
Servicio de corte y reconexión	La Compañía genera ingresos producto del corte y reconexión del servicio de energía eléctrica, el cual se encuentra regulado por OSINERGMIN. El corte del servicio se produce cuando el cliente cuenta con más de dos meses de deuda. La facturación del servicio de corte y reconexión se genera juntamente con el suministro de energía después de haber efectuado el servicio. Los precios de estos servicios tienen una contraprestación fija y son estipulados por el ente regulador.	Los ingresos se reconocen cuando el servicio es realizado y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Compañía.
Intereses moratorios	Los intereses moratorios calculados sobre la facturación vencida pendiente de cobro son reconocidos como ingresos al momento en que el efectivo es cobrado y se incluyen en el rubro ingresos financieros.	Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo.
Ingresos por remoción y reubicación de redes	La Compañía efectúa trabajos de remoción y reubicación de redes a solicitud del cliente. Los costos incurridos son valorizados y facturados al cliente con un margen de ganancia.	Los ingresos prestados a terceros por remoción y reubicación de redes se reconocen cuando el servicio se realice, considerando el grado de avance de la prestación al final del período sobre el que se informa y se incluyen en el rubro de otros ingresos operativos.

- Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo.
- Los otros ingresos son reconocidos cuando se devengan.

xiii. Reconocimiento de costos y gastos

Los costos de distribución de energía son reconocidos cuando se devengan. Asimismo, el costo de ventas se registra cuando se realizan los servicios, de manera simultánea al reconocimiento de los ingresos por la correspondiente venta.

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

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

xiv. Transferencia procedente de clientes

Transferencia de activos procedentes de clientes

En el sector de servicios públicos, una entidad puede recibir de sus clientes elementos de propiedades, planta y equipo que deben utilizarse para conectar a estos clientes a una red y proporcionarles un acceso continuo a suministros básicos tales como electricidad, gas o agua. Alternativamente, una entidad puede recibir efectivo de clientes para la adquisición o construcción de dichos elementos de propiedades, planta y equipo, en estos casos la Compañía que recibe el elemento de propiedad, planta y equipo lo reconoce en su estado de situación financiera cuando cumple con las características para ser reconocido como tal.

Este tipo de transacciones son intercambios por bienes o servicios diferentes y, por consiguiente, dan origen a ingresos ordinarios. La oportunidad del reconocimiento de esos ingresos ordinarios dependerá de lo que la Compañía haya acordado suministrarle al cliente a cambio. Si en el acuerdo se incluye solamente un servicio, la Compañía reconoce los ingresos ordinarios cuando

el servicio es prestado; por otro lado, si se identifica más de un servicio, el valor razonable recibido debe asignarse entre los servicios; en caso se identifica un servicio continuo como parte del acuerdo, el período durante el que se reconocerá el ingreso ordinario por ese servicio generalmente se determinará en función de las condiciones del acuerdo con el cliente y si el acuerdo no especifica un período, el ingreso ordinario se reconocerá durante un período no superior a la vida útil del activo transferido utilizado para proporcionar dicho servicio.

Transferencia de efectivo procedente de clientes

La transferencia de efectivo de un cliente para la construcción de un elemento de propiedad, planta y equipo se reconoce evaluando si el elemento de propiedad, planta y equipo construido cumple con la definición de activo. Si cumple la definición de activo, la entidad reconocerá el elemento de propiedad, planta y equipo a su costo, de acuerdo con la NIC 16, así como el ingreso de actividades ordinarias, de acuerdo al grado de terminación de la prestación final del período sobre el que se informa.

xv. *Impuesto a las ganancias*

El gasto por impuesto a las ganancias incluye el impuesto corriente y el diferido. Se reconoce en resultados excepto en la medida en que se relacione con una combinación de negocios, o partidas reconocidas directamente en patrimonio u otros resultados integrales.

Impuesto corriente

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

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

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos tributarios y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas. Si el importe de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuesto diferido en su totalidad, se consideran las ganancias imponibles futuras, ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias existentes. Los activos por impuestos diferidos son revisados en cada fecha de presentación y son reducidos en la medida que no sea probable que los beneficios por impuestos relacionados sean realizados; esta reducción será objeto de reversión en la medida que sea probable que haya disponible suficiente ganancia fiscal.

En cada fecha de presentación, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación del activo por impuestos diferidos.

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

La medición de los impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, a la fecha de presentación, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

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

Posiciones tributarias inciertas

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

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

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

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

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

Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, no se identificaron posiciones tributarias inciertas significativas que generaran el reconocimiento de provisiones en los estados financieros intermedios.

xvi. Utilidad por acción básica y diluida

La utilidad por acción básica y diluida ha sido calculada sobre la base del promedio ponderado de las acciones comunes y de inversión en circulación a la fecha del estado de situación financiera. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía no mantuvo instrumentos financieros con efecto diluido, por lo que las utilidades básica y diluida por acción son las mismas.

xvii. Información de segmentos de operación, ubicación geográfica e ingresos

Un segmento de operación se define como actividades del negocio de las que se puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos, cuyos resultados son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad ("CODM" por sus siglas en inglés) para decidir sobre recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento sobre el cual se dispone de información financiera diferenciadas.

La Gerencia ha determinado que el Gerente General es el CODM. El CODM recibe y revisa la información sobre los resultados de operación y evalúa el desempeño en una base total de la Compañía solamente. En consecuencia, la Gerencia ha determinado que la Compañía no tiene segmentos operativos según se define este término en las NIIF.

Todos los ingresos de la Compañía provienen de clientes externos geográficamente ubicados en Perú. Asimismo, todos los activos no corrientes de la Compañía están ubicados en Perú.

La Compañía no cuenta con clientes que representen 10 por ciento o más de sus ingresos totales por los periodos terminados al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

G. Nuevas enmiendas a NIIF de aplicación obligatoria a partir de los períodos iniciados el 1 de enero de 2025

Los siguientes pronunciamientos contables son de aplicación obligatoria a partir del período iniciado el 1 de enero de 2025:

Modificaciones a las NIIF	Fecha efectiva
<i>Ausencia de convertibilidad (Modificaciones a la NIC 21)</i>	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2025. Se permite adopción anticipada.

La Compañía adoptó estas modificaciones no generándose impactos significativos en los estados financieros intermedios al 30 de setiembre de 2025.

H. Nuevas NIIF e interpretaciones emitidas aplicables con posterioridad a la fecha de presentación de los estados financieros intermedios

Los siguientes pronunciamientos contables emitidos son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2026, y no han sido aplicados en la preparación de estos estados financieros intermedios. La Compañía tiene previsto adoptar los pronunciamientos contables que les correspondan en sus respectivas fechas de aplicación y no anticipadamente.

Modificaciones a las NIIF	Fecha efectiva
<i>Clasificación y medición de instrumentos financieros (Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7)</i>	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2026. Se permite adopción anticipada.
<i>Mejoras Anuales a las Normas de Contabilidad NIIF – Volumen 11</i>	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2026. Se permite su adopción anticipada.
Nuevas normas	Fecha efectiva
<i>NIIF 18 Presentación y Revelación en Estados Financieros</i>	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2027. Se permite su adopción anticipada.
<i>NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar</i>	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2027. Se permite su adopción anticipada.

I. Pronunciamientos normativos de sostenibilidad aún no vigentes

Las NIIF S1 Requerimientos Generales para la Información a Revelar sobre Sostenibilidad relacionada con la Información Financiera y la NIIF S2 Información a Revelar relacionada con el Clima están vigentes para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2024. Se permite su adopción anticipada con la aplicación conjunta de la NIIF S2.

Para el Perú, estas normas están sujetas a los procesos locales de adopción para su entrada en vigencia.

La Compañía tiene previsto adoptar los pronunciamientos en sus respectivas fechas de aplicación y no anticipadamente.

4. Juicios, Estimaciones y Supuestos Contables Significativos

La preparación de los estados financieros intermedios requiere que la Gerencia de la Compañía 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 intermedios, así como las cifras reportadas de ingresos y gastos por los periodos terminados el 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

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

Juicios

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

- Plazo del arrendamiento: si la Compañía está razonablemente seguro que ejercerá opciones de ampliación (nota 3.F.vi).
- Medición de la estimación para pérdidas crediticias esperadas por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato: supuestos clave para determinar la tasa de pérdida promedio ponderada (nota 3.F.ii).
- Reconocimiento de ingresos: determinación de si el ingreso procedente de la distribución de energía es reconocido a lo largo del tiempo o en un momento determinado (nota 3.F.xii).
- Posición fiscal incierta - estimación del impuesto corriente por pagar y el gasto por impuestos corrientes en relación con una posición fiscal incierta (nota 3.F.xv).

Supuestos e incertidumbres en las estimaciones

La información sobre supuestos e incertidumbres de estimación al 30 de setiembre de 2025 que tienen un riesgo significativo de resultar en un ajuste material a los importes en libros de activos y pasivos en el próximo año financiero se incluye en las siguientes notas:

- Estimación de la vida útil de activos, componetización, valores residuales y deterioro (notas 3.F.v y 3.F.viii).
- Impuesto a las ganancias corrientes y diferidas (nota 3.F.xv).
- Contingencias (nota 3.F.xi).
- Estimación para deterioro de cuentas por cobrar (nota 3.F.ii).
- Tasa de interés incremental (nota 3.F.vi).

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

5. Valor Razonable de Instrumentos Financieros

A continuación, se presenta los valores en libros y los valores razonables de los activos y pasivos financieros incluyendo sus niveles de jerarquía de valor razonable.

	Valor en libros			Valor razonable	
	Activos financieros al costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total	Nivel 2	Total
<i>En miles de soles</i>					
Al 30 de setiembre de 2025					
Activos financieros no medidos a valor razonable					
Efectivo y equivalentes al efectivo	19,720	-	19,720	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	77,588	-	77,588	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	31,530	-	31,530	-	-
Otras cuentas por cobrar (*)	2,668	-	2,668	-	-
	131,506	-	131,506	-	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable					
Otros pasivos financieros	-	(424,414)	(424,414)	(424,414)	(424,414)
Cuentas por pagar comerciales	-	(52,162)	(52,162)	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	(54,814)	(54,814)	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	-	(28,226)	(28,226)	(28,020)	(28,020)
	-	(559,616)	(559,616)	(452,434)	(452,434)
Al 31 de diciembre de 2024					
Activos financieros no medidos a valor razonable					
Efectivo y equivalentes al efectivo	10,132	-	10,132	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	86,431	-	86,431	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	41,791	-	41,791	-	-
Otras cuentas por cobrar (*)	2,584	-	2,584	-	-
	140,938	-	140,938	-	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable					
Otros pasivos financieros	-	(376,314)	(376,314)	(376,314)	(376,314)
Cuentas por pagar comerciales	-	(52,610)	(52,610)	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	(57,895)	(57,895)	-	-
Otras cuentas por pagar (*)	-	(24,919)	(24,919)	(24,652)	(24,652)
	-	(511,738)	(511,738)	(400,966)	(400,966)

(*) Se excluye los anticipos, impuestos y beneficios sociales.

6. Objetivos y Políticas de Gestión del Riesgo Financiero

Los principales pasivos financieros de la Compañía incluyen otros pasivos financieros, cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a entidades relacionadas y otras cuentas por pagar. La finalidad principal de estos pasivos financieros es financiar las operaciones de la Compañía. La Compañía tiene efectivo y equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar comerciales y diversas que surgen directamente de sus operaciones.

La Compañía se encuentra expuesta a los riesgos de mercado, de crédito y de liquidez. La Gerencia de la Compañía supervisa la gestión de estos riesgos, para ello, la Gerencia está apoyada por la Gerencia de Administración y Finanzas que asesora sobre dichos riesgos y sobre el marco corporativo de gestión del riesgo financiero que resulte más apropiado para la Compañía. La Gerencia de Administración y Finanzas brinda seguridad a la Gerencia de la Compañía de que las actividades de toma de riesgo financiero de la Compañía se encuentran reguladas por políticas y procedimientos apropiados y que esos riesgos financieros se identifican, miden y gestionan de conformidad con las políticas de la Compañía y sus preferencias para contraer riesgos.

La Gerencia revisa y aprueba las políticas para administrar cada uno de los riesgos, que se resumen a continuación.

i. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en los precios del mercado. Los instrumentos financieros afectados por el riesgo de mercado incluyen los préstamos y depósitos mantenidos por la Compañía.

Los análisis de sensibilidad que se ilustran en las próximas secciones se vinculan con la posición al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, y se prepararon sobre la base de que el monto de deuda neta, la proporción de interés fijo y la proporción de los instrumentos financieros en monedas extranjeras, permanecen constantes a dichas fechas.

ii. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en las tasas de interés del mercado.

Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el cien por ciento del efectivo y equivalentes al efectivo y los otros pasivos financieros de la Compañía devengan una tasa de interés fija. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el cien por ciento de los préstamos por pagar a entidades relacionadas devengan una tasa de variable. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía está expuesta a un riesgo por la variación de las tasas de interés, sin embargo, éste no es significativo y es constantemente monitoreado para tomar medidas ante un incremento en el riesgo.

iii. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en las tasas de cambio. La exposición de la Compañía al riesgo de tasas de cambio se relaciona principalmente con las actividades operativas de la Compañía (cuando los ingresos o gastos se denominan en una moneda diferente de la moneda funcional de la Compañía).

Los saldos en moneda extranjera han sido expresados en soles a los siguientes tipos de cambio del mercado libre de cambios establecidos publicados por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (en adelante SBS) vigentes al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

<i>En soles</i>	30/09/2025	31/12/2024
1 US\$ - Tipo de cambio - compra (activos)	3.464	3.758
1 US\$ - Tipo de cambio - venta (pasivos)	3.476	3.770

La Compañía no cobertura su exposición al riesgo de tipo de cambio debido a que no mantiene una posición significativa de instrumentos financieros en moneda extranjera. El resultado de mantener saldos en moneda extranjera para la Compañía por el periodo de nueve meses del ejercicio 2025 fue una ganancia en miles de S/ 5,384 (miles de S/10 para el periodo de nueve meses del ejercicio 2024), que se presenta en el rubro "Diferencia en cambio, neta" del estado de resultados y otros resultados integrales.

Exposición al riesgo de moneda

El resumen de la información cuantitativa relacionada con la exposición de la Compañía a riesgos en moneda extranjera y que fue informada a la gerencia fue la siguiente:

	30/09/2025	31/12/2024
	US\$(000)	US\$(000)
Activos		
Efectivo y equivalentes de efectivo	347	565
Cuentas por cobrar comerciales	15	29
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	135	180
Otras cuentas por cobrar	68	70
Total	<u>565</u>	<u>844</u>
Pasivos		
Pasivo por arrendamiento	(1,550)	(1,950)
Cuentas por pagar comerciales	(3,075)	(3,463)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	(13,245)	(13,536)
Otras cuentas por pagar	(1,522)	(1,551)
Total	<u>(19,392)</u>	<u>(20,500)</u>
Posición pasiva neta	<u>(18,827)</u>	<u>(19,656)</u>

Sensibilidad a las tasas de cambio

Un fortalecimiento (debilitamiento) razonablemente posible en sol frente al dólar estadounidense, habría afectado la medición de los instrumentos financieros denominados en moneda extranjera y afectado los resultados en los montos que se muestran a continuación. Este análisis supone que todas las otras variables, particularmente las tasas de interés se mantienen constantes e ignora el impacto de las ventas y las compras previstas:

	Resultado del periodo	
Efecto en miles de soles:	Fortalecimiento	Debilitamiento
30/09/2025		
US\$ (movimiento del 10%)	(6,544)	6,544
31/12/2024		
US\$ (movimiento del 10%)	(7,411)	7,411

iv. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el incumplimiento de una contraparte de sus obligaciones asumidas en un instrumento financiero o contrato comercial, tiempo y forma, y que ello resulte en una pérdida financiera. La máxima exposición al riesgo de crédito de los componentes de los estados financieros intermedios al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 proviene de los

rubros “Efectivo y equivalentes al efectivo”, “Cuentas por cobrar comerciales” y “Otras cuentas por cobrar”.

La Compañía deposita sus excedentes de fondos en instituciones financieras de primer orden, establece políticas de crédito conservadoras y evalúa constantemente las condiciones del mercado en que se desenvuelven, para lo cual utiliza informes de clasificación de riesgos para las operaciones comerciales y de crédito.

La Compañía es responsable de gestionar el riesgo de crédito de sus clientes, siguiendo sus políticas, procedimientos y controles establecidos para la gestión del riesgo de crédito. La calificación del crédito del cliente se determina y se controla regularmente. Las cuentas por cobrar comerciales de clientes se monitorean regularmente y en algunos casos específicos se garantizan con cartas fianza. Al 30 de setiembre de 2025, la Compañía cuenta con 159 clientes libres que representan un 19.0 por ciento del total de los ingresos por servicios de distribución de energía (174 clientes libres que representan un 21.6 por ciento del total de los ingresos por servicios de distribución de energía al 31 de diciembre de 2024) y 286,017 clientes regulados que representan un 81.0 por ciento del total de los ingresos por servicios de distribución de energía (280,237 clientes regulados que representan un 78.4 por ciento del total de los ingresos por servicios de distribución de energía al 31 de diciembre de 2024).

La necesidad de registrar una estimación por pérdida esperada se analiza a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, la cual se encuentra de acuerdo a la política de la Compañía descrita (nota 3.F.ii).

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

La máxima exposición al riesgo de crédito a la fecha de los estados financieros intermedios es el valor en libros de cada clase de activo financiero presentado (notas 8, 9 y 31.B).

v. Instrumentos financieros y depósitos en efectivo

El riesgo de crédito de los saldos en bancos e instituciones financieras se gestiona a través de Gerencia de Administración y Finanzas de la Compañía de acuerdo con su política corporativa. Las inversiones de fondos excedentes se hacen solo con contrapartes aprobadas y dentro de los límites de crédito asignados a cada contraparte. El Directorio revisa anualmente los límites de crédito a contrapartes, y pueden actualizarse durante el año según lo apruebe la Gerencia de Administración y Finanzas de la Compañía. Los límites se establecen para minimizar la concentración de riesgo de crédito y, por lo tanto, mitigan la pérdida financiera que pudiera surgir de los posibles incumplimientos de la contraparte.

La máxima exposición de la Compañía al riesgo de crédito por los componentes del estado de situación financiera son las sumas en libros que se ilustran (nota 7).

vi. Riesgo de liquidez

La Compañía monitorea el riesgo de un déficit de fondos utilizando de manera recurrente una herramienta de planificación de la liquidez.

El objetivo de la Compañía es mantener el equilibrio entre la continuidad y la flexibilidad del financiamiento mediante el uso de préstamos bancarios, obligaciones y contratos de arrendamiento financiero. El acceso a las fuentes de financiamiento está suficientemente asegurado y la deuda con vencimiento menor a 12 meses podría refinanciarse sin problemas con los actuales prestamistas, si esto fuera necesario.

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

Exposición al riesgo de liquidez

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

	Importe en libros S/(000)	Menos de 1 año S/(000)	Entre 1 y 2 años S/(000)	Entre 2 y 5 años S/(000)	Más de 5 años S/(000)	Total S/(000)
Al 30 de setiembre de 2025						
Otros pasivos financieros incluye intereses	424,414	202,588	10,588	31,766	241,089	486,031
Cuentas por pagar comerciales	52,162	52,162	-	-	-	52,162
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	54,814	14,699	2,795	43,227	61	60,782
Otras cuentas por pagar	29,296	5,818	1,358	21,036	12,360	40,572
Pasivo por arrendamiento	123,870	45,979	32,638	40,692	36,448	155,757
Total	684,556	321,246	47,379	136,721	289,958	795,304
Al 31 de diciembre de 2024						
Otros pasivos financieros incluye intereses	376,314	161,994	10,588	31,766	241,089	445,437
Cuentas por pagar comerciales	52,610	52,610	-	-	-	52,610
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	57,895	15,807	3,031	46,883	126	65,847
Otras cuentas por pagar	28,024	6,135	1,453	17,315	13,930	38,833
Pasivo por arrendamiento	149,686	44,797	46,038	55,311	42,817	188,963
Total	664,529	281,343	61,110	151,275	297,962	791,690

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

A continuación, se presentan los cambios en los pasivos que provienen de las actividades de financiamiento al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

	Saldo al 01/01/2025 S/(000)	Flujo de caja		Efecto por tipo de cambio S/(000)	Otros S/(000)	Saldo al 30/09/2025 S/(000)
		Ingreso S/(000)	Egreso S/(000)			
Préstamos y créditos que devengan interés	375,109	230,000	(185,000)	-	139	420,248
Préstamos de entidades relacionadas	43,732	-	-	(3,410)	-	40,322
Deuda Concursal	7,566	-	(749)	(452)	699	7,064
Contribuciones Reembosables	17,022	-	(1,503)	-	5,370	20,889
Intereses de préstamos	1,998	-	(12,609)	(63)	14,882	4,208
Dividendos por pagar	1	-	(42,189)	-	42,191	3
Pasivo por arrendamiento	149,686	-	(33,874)	(512)	8,570	123,870
Total	595,114	230,000	(275,924)	(4,437)	71,851	616,604

	Saldo al 01/01/2024 S/(000)	Flujo de caja		Efecto por tipo de cambio S/(000)	Otros S/(000)	Saldo al 31/12/2024 S/(000)
		Ingreso S/(000)	Egreso S/(000)			
Préstamos y créditos que devengan interés	314,894	286,000	(226,000)	-	215	375,109
Préstamos de entidades relacionadas	43,071	-	-	661	-	43,732
Arrendamientos	497	-	(497)	-	-	-
Deuda Concursal	7,963	-	(1,499)	80	1,022	7,566
Contribuciones Reembosables	12,319	-	(2,201)	-	6,904	17,022
Intereses de préstamos	945	-	(18,193)	(10)	19,256	1,998
Dividendos por pagar	1	-	(59,161)	-	59,161	1
Pasivo por arrendamiento	123,810	-	(37,955)	130	63,701	149,686
Total	503,500	286,000	(345,506)	861	150,259	595,114

vii. Gestión de capital

El principal objetivo de la gestión de capital de la Compañía es garantizar que éste mantenga una calificación de crédito sólida y ratios de capital saludables para sustentar su negocio y maximizar el valor para el accionista.

La Compañía gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes pertinentes en dicha estructura según los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar su estructura de capital, la Compañía puede modificar los pagos de dividendos a los accionistas, devolver capital a los accionistas o emitir nuevas acciones.

No hubo modificaciones en los objetivos, políticas o procesos relacionados con la gestión del capital durante los períodos terminados el 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

La Compañía controla el capital utilizando un ratio de endeudamiento, definido como el cociente entre la deuda bruta y el capital total más la deuda bruta. En opinión de la Gerencia de la Compañía, los ratios de endeudamiento al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 son acordes a la política financiera de la Compañía.

	30/09/2025	31/12/2024
Otros pasivos financieros	424,414	376,314
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo	(19,720)	(10,132)
Deuda bruta	404,694	366,182
Total patrimonio	219,234	208,671
Ratio de endeudamiento	1.85	1.75

Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, los otros pasivos financieros no requieren el cumplimiento de ratios financieros.

7. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Cuentas en bancos (a)	18,370	9,029
Caja y fondos fijos	1,350	1,103
	19,720	10,132

- (a) Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantiene cuentas corrientes bancarias en entidades financieras locales, denominados en moneda nacional y extranjera, los cuales son de libre disponibilidad y devengan intereses a tasas de mercado.

De acuerdo con la información suministrada en la página web de la Superintendencia de Banca y Seguros, que publica semestralmente las Clasificaciones e Informes Semestrales de las Empresas Clasificadoras de Riesgo, se presenta la calidad de las entidades financieras en las que se deposita el efectivo de la Compañía, tomando las clasificaciones de Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C., Moody's Local para el Banco Interamericano de Finanzas (BANBIF) y Pacific Credit Rating (PCR) para Caja Arequipa.

Clasificación	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
A+	16,430	7,611
A	1,413	660
A-	283	-
B+	1	185
B	243	573
	18,370	9,029

El deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo ha sido medido sobre la base de pérdida crediticia esperada de 12 meses y refleja los vencimientos de corto plazo de las exposiciones. La Compañía considera que su efectivo y equivalentes al efectivo tienen un riesgo de crédito bajo con base en las calificaciones crediticias externas de las contrapartes.

8. Cuentas por Cobrar Comerciales

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Corriente		
Energía facturada a clientes	53,924	63,157
Energía entregada y no facturada (a)	27,022	30,669
Peajes y servicios complementarios	5,506	3,741
Cuenta por cobrar al Estado	142	143
Servicios diversos	1,754	1,461
	88,348	99,171
Estimación para deterioro de cuentas por cobrar (c)	(10,760)	(12,740)
	77,588	86,431

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

- (a) La energía entregada y no facturada, corresponde a la medición que se genera entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes, se incluye en la facturación del mes siguiente, pero se reconoce como cuenta por cobrar en el mes que corresponde con base en estimados de la energía consumida por el usuario del servicio durante el referido período y fue facturada en el mes de enero del siguiente año.
- (b) En el periodo de nueve meses de 2025, se han reconocido ingresos por facilidades de pago sobre la facturación vencida, intereses y recargos por mora por miles de S/ 2,240 (miles de S/ 2,242 durante el periodo de nueve de 2024), los cuales se incluyen en el rubro “Ingresos financieros” del estado de resultados y otros resultados integrales (nota 29).
- (c) **Evaluación de pérdida crediticia esperada para clientes**
La Compañía usa una matriz de provisión para medir las ratios de pérdida crediticia esperada de sus cuentas por cobrar comerciales.

El cálculo se basa en la pérdida crediticia esperada a lo largo de la vida útil del instrumento y se emplean ratios históricas ajustados por condiciones macroeconómicas actuales y proyectadas. La metodología de cálculo adoptada por la Compañía se basa en identificar ratios de pérdidas en base a información de los períodos 2023 al 2024.

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

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

	Tasa de pérdida promedio ponderada				Importe en libros bruto	Estimación de pérdida
	No Energético	No Energético	Eléctrico	Eléctrico		
	Libre	Regulado	Libre	Regulado		
Al 30 de setiembre de 2025						
No vencidos	0.00%	0.33%	0.00%	0.33%	57,125	89
Vencidos entre 1 - 30 días	1.04%	1.04%	1.04%	1.04%	14,120	147
Vencidos entre 31 - 60 días	5.74%	5.74%	5.74%	5.74%	2,523	145
Vencidos entre 61 - 180 días	34.98%	34.98%	34.98%	34.98%	2,237	781
Vencidos entre 181 - 240 días	0.00%	59.71%	59.71%	59.71%	530	306
Vencidos entre 241 - 360 días	0.00%	69.54%	3.15%	69.54%	710	464
Vencidos más de 360 días	0.00%	94.62%	89.20%	89.20%	11,103	8,828
Total					88,348	10,760

	Tasa de pérdida promedio ponderada				Importe en libros bruto	Estimación de pérdida
	No Energético	No Energético	Eléctrico	Eléctrico		
	Libre	Regulado	Libre	Regulado		
Al 31 de diciembre de 2024						
No vencidos	0.00%	0.40%	0.00%	0.40%	59,698	105
Vencidos entre 1 - 30 días	0.00%	1.15%	1.38%	1.15%	19,125	226
Vencidos entre 31 - 60 días	5.07%	5.07%	5.07%	5.07%	2,996	152
Vencidos entre 61 - 180 días	27.17%	27.17%	27.17%	27.17%	2,451	649
Vencidos entre 181 - 240 días	0.00%	62.62%	62.62%	62.62%	723	453
Vencidos entre 241 - 360 días	0.00%	69.25%	69.25%	69.25%	1,147	791
Vencidos más de 360 días	0.00%	77.05%	89.05%	89.05%	13,031	10,364
Total					99,171	12,740

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

El movimiento de la estimación por deterioro de cuentas por cobrar comerciales es el siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Saldos al inicio del ejercicio	12,740	13,989
Aumento	1,344	2,437
Castigos	(2,603)	(2,661)
Recuperos	(721)	(1,025)
Saldos al final del período/ejercicio	10,760	12,740

La Gerencia de la Compañía está monitoreando continuamente el comportamiento de las deudas de los clientes con el fin que la estimación para deterioro de cuentas por cobrar pueda ser ajustada de ser necesario y así cubrir el riesgo de recuperabilidad de las mismas. En opinión de la Gerencia de la Compañía, la estimación para deterioro de cuentas por cobrar registrada al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es suficiente para cubrir adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a dichas fechas.

9. Otras Cuentas por Cobrar

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Corriente		
Hica Inversiones S.A (a)	171,102	185,624
Otras cuentas de cobranza dudosa	4,426	4,492
Reclamos a terceros	2,296	2,246
Crédito por impuesto general a la ventas	711	-
Adelanto de remuneraciones	316	240
Depósitos en garantía	73	88
Diversas	151	90
	179,075	192,780
Pérdida crediticia esperada de otras cuentas por cobrar (b)		
Hica Inversiones S.A (a)	(171,102)	(185,624)
Otras cuentas de cobranza dudosa	(4,426)	(4,492)
	(175,528)	(190,116)
Total	3,547	2,664
No corriente		
Depósitos en garantía	148	160
Impuesto temporal a los activos netos - ITAN	-	206
Total	148	366

- (a) Las cuentas por cobrar a Hica Inversiones S.A. corresponden a deudas por préstamos y avales ejecutados por las garantías otorgadas por la Compañía. El 27 de octubre de 2006, Hica Inversiones S.A. se declaró en disolución y liquidación mediante Resolución N° 14001- 2006/CCO-INDECOPI. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, dichas cuentas se encuentran totalmente provisionadas.

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

Las variaciones en las cuentas por cobrar a Hica Inversiones S.A. y en su correspondiente estimación por deterioro corresponden a las fluctuaciones en el tipo de cambio del ejercicio.

Para efectos tributarios, la Compañía se encuentra planteando una consulta institucional a SUNAT para poder realizar el castigo, debido a que siguiendo lo establecido en la norma tributaria y criterios jurisprudenciales, la Compañía podría ser cuestionada al realizar la deducción tributaria del castigo por ser requerida una formalidad de la quiebra de Hica Inversiones S.A. y dar así por demostrada la inutilidad del ejercicio de una acción judicial para el cobro de la deuda.

- (b) El movimiento de la estimación para pérdida crediticia esperada de las otras cuentas por cobrar fue como sigue:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Saldos al inicio del ejercicio	190,116	187,486
Efecto del tipo de cambio	(14,588)	2,630
Saldos al final del ejercicio	175,528	190,116

En opinión de la Gerencia de la Compañía, la estimación para pérdida crediticia esperada de las otras cuentas por cobrar al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a dichas fechas.

10. Inventarios

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Materiales de operación y mantenimiento	9,294	6,694
Estimación por desvalorización de suministros y repuestos (a)	(225)	(26)
Total	9,069	6,668

Los suministros y repuestos corresponden principalmente a materiales que se usan para el mantenimiento de las instalaciones existentes, renovación y ampliación de la red eléctrica.

- (a) El movimiento de la estimación para desvalorización de inventarios fue como sigue:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Saldo al inicio del ejercicio	26	50
Aumento, nota 28	472	324
Venta	(273)	(348)
Saldo final del período/ejercicio	225	26

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

La estimación para desvalorización de inventarios ha sido determinada sobre la base de estudios técnicos y, en opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de inventarios al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

11. Otros Activos No Financieros

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025	31/12/2024
	(No auditado)	(Auditado)
Corriente		
Gastos pagados por anticipado	2,800	2,649
Seguros pagados por anticipado	864	3,073
Total	3,664	5,722

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

12. Propiedades, Planta y Equipo

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

	30/09/2025								31/12/2024	
	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y equipo	Vehiculos	Muebles y enseres	Equipos de computos y equipos diversos	Unidades de reemplazo	Obras en curso	Total	Total
Costo										
Saldos al inicio del ejercicio	15,066	52,091	734,799	11,826	2,609	21,668	6,858	55,032	899,949	811,760
Adiciones	-	-	6,058	-	-	-	9,628	68,738	84,424	94,803
Bajas	-	-	(3,249)	-	-	(123)	-	-	(3,372)	(6,614)
Transferencias	-	214	33,001	-	68	1,107	(978)	(33,412)	-	-
Saldos al final del periodo/ejercicio	15,066	52,305	770,609	11,826	2,677	22,652	15,508	90,358	981,001	899,949
Depreciación acumulada										
Saldos al inicio del ejercicio	-	15,671	222,398	7,850	1,558	13,089	-	-	260,566	238,195
Adiciones	-	789	19,536	619	106	847	-	-	21,897	27,892
Bajas	-	-	(2,611)	-	-	(111)	-	-	(2,722)	(5,521)
Saldos al final del periodo/ejercicio	-	16,460	239,323	8,469	1,664	13,825	-	-	279,741	260,566
Saldos netos en libros	15,066	35,845	531,286	3,357	1,013	8,827	15,508	90,358	701,260	639,383

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

- (a) La distribución de la depreciación al 30 de setiembre de 2025 y de 2024 fue como sigue:

	30/09/2025	30/09/2024
	(No auditado)	(No auditado)
Costo del servicio de distribución de energía, nota 24	20,511	19,310
Gastos de administración, nota 26	1,016	1,012
Gastos de comercialización, nota 25	370	364
	21,897	20,686

- (b) Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía no mantiene garantías sobre sus activos.

- (c) Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, las obras en curso corresponden a los trabajos de ampliación, renovación, equipamiento, construcción y mejora de los siguientes proyectos:

	30/09/2025	31/12/2024
	(No auditado)	(Auditado)
Subestación de Transformación Eléctrica (SET)	69,634	42,829
Red de media y baja tensión	19,843	11,843
Sistema de alumbrado público	639	191
Otros proyectos	148	90
Obras civiles	94	79
	90,358	55,032

- (d) La propiedad, planta y equipo incluyen costos de personal directos vinculados a la construcción de las obras en curso. Los costos de personal directos capitalizados en el periodo de nueve meses de 2025 ascienden a miles de S/ 2,581 (miles de S/ 2,592 en el periodo de nueve meses de 2024) (nota 27(a)).
- (e) La propiedad, planta y equipo incluyen costos de financiamiento vinculados a los proyectos de transmisión en curso. Los intereses capitalizados en el periodo de nueve meses de 2025 ascienden a miles de S/ 849 utilizando una tasa promedio de 4.78 por ciento.
- (f) Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha contratado seguros para cubrir posibles riesgos en sus edificaciones, líneas de transmisión y distribución, subestaciones de potencia, distribución y alumbrado público de conformidad con políticas establecidas por la Gerencia. En opinión de la Gerencia, sus políticas de seguros son consistentes con la práctica internacional en la industria.
- (g) Al 31 de diciembre de 2024, la Gerencia de la Compañía efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus propiedades, planta y equipo, no encontrando indicios de deterioro en dichos activos.

13. Activos por Derecho de Uso

A continuación, se detallan los importes en libros de los activos por derecho de uso reconocidos y los movimientos durante el período:

	30/09/2025				31/12/2024	
	Edificios	Maquinaria y equipo	Vehículos	Equipos diversos	Total	Total
Costo						
Saldos al inicio del ejercicio	7,009	244,372	3,469	4,103	258,953	205,996
Adiciones	-	-	-	398	398	54,791
Deducciones	-	-	-	-	-	(53)
Bajas	-	-	-	(1,946)	(1,946)	(1,781)
Saldos al final del período/ejercicio	7,009	244,372	3,469	2,555	257,405	258,953
Depreciación acumulada						
Saldos al inicio del ejercicio	4,146	132,021	1,762	2,823	140,752	117,058
Adiciones	560	20,429	520	728	22,237	25,475
Bajas	-	-	-	(1,946)	(1,946)	(1,781)
Saldos al final del período/ejercicio	4,706	152,450	2,282	1,605	161,043	140,752
Saldos netos en libros	2,303	91,922	1,187	950	96,362	118,201

- (a) Los activos por derecho de uso están conformados por las centrales térmicas de Luren, Pedregal y Nasca y el Sistema Integrado de Paneles Fotovoltaicos y Banco de Baterías de Llipata, oficinas administrativas en Lima, camionetas y equipos de oficina.
- (b) La distribución de la depreciación de los activos por derecho de uso al 30 de setiembre de 2025 y de 2024, fue como sigue:

	30/09/2025 (No auditado)	30/09/2024 (No auditado)
Costo del servicio de distribución de energía, nota 24	20,790	16,723
Gastos de administración, nota 26	1,393	1,608
Gastos de comercialización, nota 25	54	35
	22,237	18,366

- (c) A continuación, se detallan los importes en libros de los pasivos por arrendamiento y los movimientos durante el período:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Al 1 de enero	149,686	123,810
Adiciones	398	54,791
Disminuciones	-	(53)
Aumento por intereses	8,172	8,963
Pagos	(33,874)	(37,955)
Diferencia de cambio	(512)	130
Saldos al final del período/ejercicio	123,870	149,686
Por vencimiento		
Corriente	37,269	34,392
No corriente	86,601	115,294
	123,870	149,686

14. Activos Intangibles

A continuación, se presenta el movimiento del costo y amortización acumulada al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

	30/09/2025				31/12/2024
	Licencias	Derechos	Programas de computación	Programas en desarrollo	Total
Costo					
Saldo al 31 de diciembre de 2024	3,455	6,405	22,883	4,069	29,493
Adiciones	107	698	-	575	7,319
Saldo al final del período/ejercicio	3,562	7,103	22,883	4,644	38,192
Amortización acumulada					
Saldo al 31 de diciembre de 2024	2,239	2,979	16,706	-	20,646
Adiciones	193	-	1,004	-	1,278
Saldo al final del período/ejercicio	2,432	2,979	17,710	-	21,924
Saldos netos en libros	1,130	4,124	5,173	4,644	14,888

- (a) La distribución de la amortización al 30 de setiembre de 2025 y 2024 fue como sigue:

	30/09/2025 (No auditado)	30/09/2024 (No auditado)
Costo del servicio de distribución de energía, nota 24	522	228
Gastos de comercialización, nota 25	405	388
Gastos de administración, nota 26	264	270
Otros costos operativos, nota 24 (a)	6	6
	1,197	892

Al 31 de diciembre de 2024, la Gerencia de la Compañía efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus activos intangibles, no encontrando indicios de deterioro en dichos activos.

15. Cuentas por Pagar Comerciales

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Corriente		
Proveedores de energía eléctrica	18,071	22,790
Peajes y mecanismos de compensación (a)	17,934	17,623
Otros proveedores (b)	16,157	12,197
Total	52,162	52,610

- (a) Incluyen saldos de peajes de transmisión y mecanismos de compensación por transferir. El peaje de transmisión es un cargo que se aplica a los usuarios por el uso de las instalaciones de transmisión secundaria y complementaria incluido dentro de la tarifa, del monto facturado el 56% es transferido a otras Distribuidoras del área de demanda.

El mecanismo de compensación regulado es la compensación de las diferencias entre el Precio a Nivel de Generación (PNG) aplicable a los usuarios del SEIN por la energía y potencia que consumen y los precios de compra a los generadores. Cuando el PNG incluido en la tarifa es mayor que el precio de compra, la Compañía tiene que transferir dichos importes a los Distribuidores que les corresponda recibir.

- (b) Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 incluye obligaciones por servicio de mantenimiento de sistema eléctrico, ampliaciones y renovaciones, compra de suministros y servicios diversos. Están denominadas principalmente en soles, son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

16. Otras Cuentas por Pagar

Comprenden lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Corriente		
Contribuciones reembolsables (a)	3,929	4,068
Deuda concursal (c)	943	765
Aportes al MEM y OSINERGMIN	396	428
Anticipos de clientes y terceros (b)	374	374
Otros tributos y contribuciones	300	254
Reclamos de terceros	9	4
Impuesto general a las ventas	-	2,049
Diversas	521	610
	6,472	8,552
No corriente		
Deuda concursal (c)	5,864	6,518
Contribuciones reembolsables (a)	16,960	12,954
	22,824	19,472

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

- (a) Corresponden a las obras eléctricas financiadas y/o ejecutadas por terceros, las cuales son recibidas por la Compañía bajo la condición de reembolsables en aplicación de la Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM-DM, que regula las Contribuciones Reembolsables.
- (b) Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, corresponden a adelantos recibidos de Provías Nacional y San Marino de Pisco S.A.C. por miles de S/ 226, y miles de S/148 respectivamente; por el servicio de remoción y reubicación de redes, dentro y fuera de la concesión eléctrica de la Compañía.

Al 30 de setiembre de 2025 y de 2024 no se han reconocidos anticipos como ingresos por el servicio de remoción y reubicación de redes dentro de los ingresos de los Servicios de Ingeniería, nota 23(b) dentro del rubro "Otros ingresos operativos" del estado de resultados y otros resultados integrales.

- (c) La deuda concursal corresponde a obligaciones contraídas por la Compañía como consecuencia del proceso concursal mantenido por ésta en años pasados. A través de la Junta de Acreedores establecida para tal fin, se elaboró un Plan Modificado de Reestructuración para el pago de dicha deuda cuyos vencimientos van desde el 2020 al 2059. Los flujos de efectivo han sido medidos al costo amortizado.

	30/09/2025	31/12/2024
	(No auditado)	(Auditado)
Corriente		
Clase A, créditos laborales	13	13
Clase C, créditos comunes	1,237	1,331
Clase D, créditos tributarios	122	122
Ajuste al costo amortizado	(429)	(701)
Total	943	765
No Corriente		
Clase C, créditos comunes	7,165	8,307
Clase D, créditos tributarios	2,838	2,880
Clase E, créditos no reconocidos	8,053	8,066
Ajuste al costo amortizado	(12,192)	(12,735)
	5,864	6,518

La clasificación de los acreedores posee la siguiente estructura:

Clase de crédito	Descripción
Clase A	Créditos laborales Titulares de créditos laborales reconocidos por la autoridad concursal, pagados en una única cuota dentro de los 90 días de emitida la resolución de reconocimiento.
Clase B	Créditos de titularidad de proveedores de fondo Titulares de créditos que hayan garantizado un financiamiento otorgado directa o indirectamente por un monto no menor a miles de US\$ 5,000 destinados a repotenciar y/o ampliar la capacidad de distribución y/o infraestructura en general. Se capitalizan el 80 por ciento de sus acreencias y se condonan el 20 por ciento de las mismas.
Clase C	Créditos comunes Novación de obligaciones y pago de 40 cuotas semestrales según cronograma de pagos con una tasa de interés anual no capitalizable de 1 por ciento.
Clase D	Créditos tributarios Corresponde el mismo tratamiento establecido para los acreedores incorporados en la Clase C.
Clase E	Créditos no reconocidos Novación y pago de los créditos una vez que los mismos sean reconocidos por la autoridad concursal o se haya cancelado la totalidad de créditos reconocidos.
Clase F	Créditos contingentes Novación de los créditos una vez que pierdan la condición de contingentes de acuerdo con el tratamiento que les hubiese correspondido en caso no hayan tenido dicha condición.

17. Beneficios a los Empleados

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Corriente		
Participación de los trabajadores	3,769	4,631
Remuneraciones por pagar	2,691	1,858
Vacaciones y otros beneficios a los trabajadores	2,214	2,120
Compensación por tiempo de servicios	883	324
	9,557	8,933

18. Provisiones

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Corriente		
Contingencias regulatorias	3,123	290
Contingencias civiles	474	283
Contingencias laborales	58	69
	3,655	642
No Corriente		
Contingencias tributarias	-	940
Contingencias regulatorias	2,649	6,597
Contingencias civiles	2,286	2,413
Contingencias laborales	84	78
	5,019	10,028
Total	8,674	10,670

(a) El movimiento de las provisiones fue el siguiente:

	30/09/2025					31/12/2024
	Tributarios	Laborales	Civil	Regulatorio	Total	Total
Saldos al inicio del ejercicio	940	147	2,696	6,887	10,670	11,514
Adiciones, nota 28	-	20	-	583	603	1,078
Pagos	(200)	(14)	(17)	(1,700)	(1,931)	(2,656)
Cambio en estimaciones, nota 28	(740)	(11)	81	2	(668)	734
Saldos al final del periodo	-	142	2,760	5,772	8,674	10,670

Comprende la mejor estimación en opinión de la Gerencia de la Compañía y sus asesores legales de las obligaciones según la NIC 37 sobre situaciones derivadas de procesos tributarios, laborales, civiles y regulatorios al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, (nota 33).

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

19. Otros Pasivos Financieros

Los otros pasivos financieros se componen de:

Acreeedor	Tipo	Moneda	Tasa de Interés %	Tasa de interés efectiva %	Vencimiento	30/09/2025	31/12/2024
Corriente							
Banco de credito del Perú	Crédito a corto plazo	Sol	4.70	4.70	Setiembre 2026	80,000	-
Banco de credito del Perú	Crédito a corto plazo	Sol	4.84	4.84	Agosto 2026	15,000	-
Banco GNB	Crédito a corto plazo	Sol	4.70	4.70	Marzo 2026	10,000	-
BBVA Peru	Crédito a corto plazo	Sol	5.13	5.13	Febrero 2025	-	80,000
Banco BCI	Crédito a corto plazo	Sol	4.71	4.71	Setiembre 2026	20,000	-
Bonos corporativos							
Primer Programa	Segunda emisión	Sol	2.75	2.89	Diciembre 2025	65,500	65,500
						190,500	145,500
Intereses por pagar						4,166	1,205
Costos de transacción - Bonos Corporativos						(138)	(189)
						194,528	146,516
No corriente							
Bonos corporativos							
Primer Programa	Primera emisión	Sol	4.59	4.72	Diciembre 2030	230,500	230,500
						230,500	230,500
Costos de transacción - Bonos Corporativos						(614)	(702)
						229,886	229,798

- (a) En Junta General de Accionistas de fecha 16 de junio de 2020, se acordó aprobar la realización del Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda (IRD) hasta por miles de US\$ 300,000 o su equivalente en soles. El 30 de noviembre, la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV) aprobó la inscripción del Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda de Electro Dunas (IRD), hasta por un monto máximo en circulación por miles de US\$ 300,000 o su equivalente en soles, las emisiones que se realicen dentro de dicho Programa tienen un plazo de hasta seis años siguientes a la fecha de inscripción del programa para ser efectuadas. Asimismo, la SMV aprobó la inscripción de la Primera y Segunda Emisión correspondientes al Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda de Electro Dunas, por montos máximos en circulación por miles de S/ 300,000 y por miles de S/ 150,000 respectivamente. Con fecha 10 de diciembre de 2020, se realizó la subasta de ambas emisiones las cuales fueron colocadas a la par, la Primera Emisión por un plazo de 10 años, un importe total de miles S/ 230,500 a una tasa fija de 4.59 por ciento, pago semestral de intereses y amortización de capital al vencimiento; la Segunda Emisión, se colocó por un plazo de 5 años, un importe total de miles S/ 65,500 a una tasa fija de 2.75 por ciento, pago semestral de intereses y amortización de capital al vencimiento.

De acuerdo al Prospecto Marco del Primer Programa de IRD los instrumentos que se emitan bajo éste, no cuentan con compromisos financieros que cumplir.

Los recursos captados permitieron a la Compañía refinanciar pasivos existentes y ejecutar el plan de inversiones que le permitirá atender el crecimiento de la demanda y continuar expandiendo y mejorando la red eléctrica en su zona de operación.

Los bonos recibieron la calificación de AAA (Pe) por Apoyo & Asociados y AAA por Class & Asociados (ahora Moody's Local). Para la calificación de riesgo AAA en las referidas emisiones, se presentaron estados financieros combinados de la Compañía con su relacionada Perú Power Company S.A.C., fiador solidario del Programa de IRD. Asimismo, se establecieron ciertos compromisos para la Compañía con relación al Representante de Obligacionistas (RO) de los bonos. En el marco de dicho régimen, se establecieron ciertas obligaciones y restricciones para la Compañía que constan en el Prospecto Marco del Programa, entre las principales obligaciones, la Compañía se comprometió a enviar directamente al RO los estados financieros individuales y combinados anuales auditados, así como estados financieros individuales y combinados trimestrales no auditados, adjuntando un informe de cumplimiento de las condiciones de cada emisión de los bonos, una declaración jurada de la Compañía sobre el cumplimiento con las obligaciones y restricciones establecidas en el Acto Marco del Programa de IRD y que no se ha producido un hecho que haya generado o pudiera razonablemente generar un Efecto Sustancialmente Adverso o Evento de Incumplimiento. Adicionalmente, Perú Power Company también adjuntará una Declaración Jurada de cumplimiento de las obligaciones y restricciones establecidas en el Acto Marco del Programa de IRD.

El 20 de mayo de 2025 la clasificadora de riesgo Apoyo & Asociados, con información financiera no auditada a mayo de 2025 y Moody's Local, con información financiera no auditada a marzo de 2025, ratificaron la clasificación de AAA (pe) y AAA.pe, respectivamente, con perspectiva Estable, a la Primera y Segunda Emisión de Bonos Corporativos del Primer Programa de IRD.

Al mantenerse la clasificación de AAA y al no haber incumplimiento del pago de los intereses, se ha excluido la fianza solidaria otorgada por Peru Power Company a favor de la Compañía por lo que no será necesario la presentación de los estados financieros combinados al RO; solo se mantendrá el envío de los estados financieros individuales. Ambas calificadoras de riesgos mantuvieron las clasificaciones considerando la exclusión de la fianza solidaria otorgada por Peru Power Company.

(b) El vencimiento de los otros pasivos financieros es como sigue:

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
2025	66,030	146,634
2026	125,408	-
2030	232,976	229,680
	424,414	376,314

20. Compromisos y Garantías

A. Contrato de compra de energía eléctrica

La Compañía ha suscrito contratos para el suministro de energía eléctrica para el mercado regulado (mercado en el cual las tarifas y potencia contratada están reguladas por OSINERGMIN) y mercado no regulado con empresas generadoras, para los períodos establecidos en los siguientes contratos:

Generadores	Inicio de contrato	Término de contrato	Fija KW	Variable KW
1. Compañía Eléctrica El Platanal S.A.	01/01/2016	31/12/2040	88,000	42,000
2. Consorcio Eléctrico Villacuri S.A.C. – CVC Energía	01/03/2023	31/12/2025	-	3,500

Mediante estos contratos las empresas generadoras se comprometieron a suministrar la potencia y energía asociada necesaria para que la Compañía preste el servicio público y no público de distribución eléctrica dentro de su área de concesión de una manera adecuada, de acuerdo con lo previsto con la Ley de Concesiones Eléctricas.

B. Garantías

En mérito a los contratos por usufructo firmados con Perú Power Company S.A.C. el 30 de noviembre y 16 de diciembre de 2016, la Compañía otorgó, a dicha relacionada, en calidad de depósito en garantía por miles de S/ 5,040 por cada uno de los contratos, a fin de garantizar el absoluto cumplimiento de todas las obligaciones asumidas por la Compañía en virtud de los contratos firmados (nota 31.D). Estos depósitos en garantía se actualizan anualmente, en lo que resulte mayor entre el incremento del 3 por ciento o del Índice de Precios al por Mayor.

Al 30 de setiembre de 2025 el valor actualizado de las garantías de las Centrales de Luren y Pedregal asciende a miles de S/ 7,479 y miles de S/ 7,227 respectivamente (miles de S/ 7,316 y miles de S/ 7,069 al 31 de diciembre de 2024).

C. Contrato de suministro de gas

Desde fines de 2016 la Compañía mantiene contratado con Contugas S.A.C. el suministro, transporte y distribución de gas natural para la Central de Generación Distribuida Luren, en la provincia de Ica. Dicho compromiso tiene una vigencia de 8 años, con renovación automática por períodos adicionales de 5 años, y está sujeto a la condición take or pay. En caso de resolución anticipada, la parte afectada podrá ser resarcida por un importe máximo de hasta por miles de US\$ 1,000. El consumo mínimo pactado asciende a 17,849.6 m³st/día.

Asimismo, desde el 1 de julio de 2018 la Compañía mantiene contratado con Contugas S.A.C. el suministro, transporte y distribución de gas natural para la Central de Generación Distribuida Pedregal, en la provincia de Chincha, Departamento de Ica. Este compromiso tiene una vigencia de 5 años y seis meses, con renovación automática por períodos adicionales de 2 años. En caso de resolución anticipada, la parte afectada podrá ser resarcida por un importe máximo de hasta

por miles de US\$ 1,000. El consumo mínimo pactado asciende a 17,849.6 m³st/día.

Con fecha 1 de abril de 2024 la Compañía firmó un contrato con Contugas S.A.C. para el suministro, transporte y distribución de gas natural para la Central de Generación Distribuida Nasca, en la provincia de Nasca, Departamento de Ica. Este compromiso tiene una vigencia de 10 años desde el inicio de operaciones de la Central, con la posibilidad de renovarse por un período de hasta 5 años. En caso de resolución anticipada, la parte afectada podrá ser resarcida por un importe máximo de hasta 12 meses de facturación de Capacidad Contratada. El consumo mínimo pactado asciende a 43,019 m³st/día.

D. Fianza otorgada

La Compañía ha otorgado a favor de la Administración Tributaria dos cartas fianzas a fin de garantizar la deuda tributaria determinada en la resolución de determinación respecto del impuesto a la renta del ejercicio 2008 y resoluciones de multa con respecto al impuesto general a las ventas de enero a julio de 2008, a efectos de que al amparo del artículo 141 del código tributario se admita a la Compañía la presentación de nuevos medios probatorios, por miles de S/ 913. Dichas fianzas fueron renovadas el 18 de diciembre de 2024 con una sola fianza por el importe de miles de S/ 1,020.

En mayo de 2024 la Compañía otorgó una fianza (Deudor Garantizado) a su relacionada Contugas S.A.C. para garantizar el pago de las condiciones establecidas en el Contrato de Concesión derivado del Concurso Público Internacional para otorgar la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, a favor del Ministerio de Energía y Minas por un importe de miles de US\$ 3,000, una vigencia de dos años y un costo total de miles de US\$ 92, el cual será cubierto por Contugas S.A.C.

Asimismo, de agosto a diciembre 2024 la Compañía otorgó cuatro fianzas (Deudor Garantizado) a su relacionada Contugas S.A.C. para garantizar el fiel y oportuno cumplimiento de las obligaciones asumidas por ésta en el contrato de transporte Firme de Gas Natural, a favor de Transportadora de Gas del Perú (TGP), por un importe total de miles de US\$ 11,434, una vigencia de entre 13 y 14 meses, a un costo total de miles de US\$ 151 el cual será cubierto por Contugas S.A.C.

En enero 2025 la Compañía otorgó una fianza (Deudor Garantizado) a su relacionada Contugas S.A.C. para garantizar el fiel y oportuno cumplimiento de las obligaciones asumidas por ésta en el contrato de transporte Firme de Gas Natural, a favor de Transportadora de Gas del Perú (TGP), por un importe total de miles US\$ 102, una vigencia de 13 meses, a un costo total de miles de US\$ 2 el cual será cubierto por Contugas S.A.C.

De febrero a marzo 2025 la Compañía otorgó seis fianzas (Deudor Garantizado) a su relacionada Contugas S.A.C. para garantizar el fiel y oportuno cumplimiento de las obligaciones asumidas por el contrato Kardex 114993 por la compra de Gas Natural, a favor de Pluspetrol y subsidiarias por un importe total de miles de US\$ 5,384 una vigencia de 12 meses, a un costo total de miles de US\$ 66 el cual será cubierto por Contugas S.A.C.

En setiembre de 2025, venció una de las fianzas otorgadas a su relacionada Contugas S.A.C. en el año 2024 a favor de Transportadora de Gas del Perú (TGP) por un importe de miles de US\$ 1,831, la cual se renovó por un importe de miles de US\$ 1,885 con una vigencia de 12 meses, a un costo total de miles de US\$ 20 el cual será cubierto por Contugas S.A.C.

21. Impuesto a las Ganancias

Los gastos por impuestos a las ganancias mostrados en el estado de resultados y otros resultados integrales por el periodo de nueve meses de 2025 y de 2024, están conformados por:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Impuesto a las ganancias corriente	21,003	19,658
Impuesto a las ganancias ejercicio anterior	18	521
	21,021	20,179
Ingreso por impuesto a la renta diferido	1,251	787
	22,272	20,966

- (a) Al 30 de setiembre de 2025, la Compañía presenta un impuesto a las ganancias por pagar por miles de S/ 3,375 neto de los pagos a cuenta por miles de S/ 17,628 (miles de S/ 2,131, neto de los pagos a cuenta por miles de S/ 23,688 al 31 de diciembre de 2024).

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

(b) A continuación, se presenta el movimiento del activo y pasivo diferido por impuesto a las ganancias:

	Al 1 de enero de 2024 (Auditado)	Abono al estado de resultados integrales (Auditado)	Al 31 de diciembre de 2024 (Auditado)	Abono al estado de resultados integrales (No Auditado)	Al 30 de setiembre de 2025 (No Auditado)
Activo diferido					
Provisión de vacaciones por pagar	550	(42)	508	23	531
Procesos legales	791	73	864	20	884
Perdida tributaria	2,456	-	2,456	-	2,456
Diferencias en tasas de depreciación	16	-	16	-	16
Cobranza dudosa	349	132	481	(6)	475
Remuneraciones no pagadas	565	(36)	529	(33)	496
Pasivo por Arrendamiento	36,524	7,633	44,157	(7,615)	36,542
Otras provisiones	60	(15)	45	62	107
	41,311	7,745	49,056	(7,549)	41,507
Pasivo diferido					
Costo atribuido a terrenos	(3,054)	-	(3,054)	-	(3,054)
Costo propiedad, planta y equipo	(34,886)	(480)	(35,366)	(630)	(35,996)
Deuda concursal	(4,256)	252	(4,004)	250	(3,754)
Activos Intangibles	(1,731)	235	(1,496)	222	(1,274)
Costos de préstamos diferidos	(326)	63	(263)	41	(222)
Activo por derecho de uso	(26,237)	(8,632)	(34,869)	6,442	(28,427)
Depósitos en garantía	(1,018)	(124)	(1,142)	(95)	(1,237)
Otras provisiones	(265)	91	(174)	68	(106)
	(71,773)	(8,595)	(80,368)	6,298	(74,070)
Pasivo diferido,neto	(30,462)	(850)	(31,312)	(1,251)	(32,563)

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

- (c) A continuación, se presenta la reconciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias con la tasa legal por el periodo de nueve meses al 30 de setiembre de 2025 y de 2024:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)		30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)	
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	75,027	%	68,615	%
Impuesto a las ganancias según tasa tributaria	22,133	29.50	20,241	29.50
Gastos diversos no deducibles	443	0.59	1,050	1.53
Impuestos de años anteriores	18	0.02	520	0.76
Sanciones administrativas fiscales	-	0.00	3	0.00
Ingresos no gravados	(313)	(0.42)	(775)	(1.13)
Otros menores	(9)	(0.01)	(73)	(0.11)
	22,272	29.69	20,966	30.56

22. Patrimonio**A. Capital emitido**

Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el capital estaba representado por 170,269,928 acciones comunes, de S/ 1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas, respectivamente. Todas las acciones confieren a sus respectivos titulares iguales derechos y obligaciones.

Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la estructura de participación en el capital de la Compañía es la siguiente:

	Cantidad de acciones	Número de accionistas	Total de participación %
Dunas Energía S.A.A.	170,208,035	1	99.96
Otros accionistas	61,893	21	0.04
	170,269,928	22	100.00

B. Dividendos declarados y pagados

A continuación, se presentan los dividendos declarados a setiembre de 2025 y de 2024:

Fecha de acuerdo	Ejercicio	Dividendo total	Dividendo por acción común
Período 2025:			
<u>Junta General de Accionistas -</u>			
19 de marzo de 2025	Ejercicio 2024	17,192	0.1010
<u>Sesión de Directorio</u>			
18 de junio 2025	Ejercicio 2025	25,000	0.1468
Total		42,192	0.2478
Período 2024:			
<u>Junta General de Accionistas -</u>			
18 de marzo de 2024	Ejercicio 2023	14,696	0.0863
<u>Sesión de Directorio -</u>			
25 de junio de 2024	Ejercicio 2024	21,000	0.1233
		35,696	0.2096

C. Otras reservas de capital

Reserva legal

Está compuesto por la reserva legal, según lo dispone la Ley General de Sociedades, se requiere que un mínimo de 10 por ciento de la utilidad distribuable de cada ejercicio, deducido el impuesto a las ganancias, se transfiera a una reserva legal hasta que ésta sea igual al 20 por ciento del capital. Al 31 de diciembre de 2023 la Compañía cumplió con este requisito. La reserva legal puede compensar pérdidas o puede ser capitalizada, existiendo en ambos casos obligatoriedad de reponerla. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la reserva legal asciende a miles de S/ 34,054, respectivamente.

D. Utilidad por acción

El cálculo de la utilidad por acción al 30 de setiembre de 2025 y de 2024, se presenta a continuación:

	Utilidad (numerador)	Acciones en miles (denominador)	Utilidad por acción
Al 30 de setiembre de 2025			
Utilidad por acción básica y diluida	52,755	170,270	0.310
Al 30 de setiembre de 2024			
Utilidad por acción básica y diluida	47,649	170,270	0.280

23. Ingresos de Actividades Ordinarias

Los ingresos por servicios de distribución comprenden lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses)	30/09/2024 (9 meses)
	(No auditado)	(No Auditado)
Clientes de baja tensión	263,531	249,696
Clientes de media tensión	80,922	77,071
Clientes libres	78,066	82,822
Peaje de Transmisión y distribución	8,732	2,170
Servicios complementarios	5,110	5,171
Venta de medidores y otros relacionados a la conexión	3,963	4,623
Servicio de corte y reconexión	3,465	4,006
Energía entregada y no facturada	(365)	6,504
Clientes - entidades relacionadas, nota 31.A	245	268
Fose y Mecanismo de compensación	(14,259)	(15,173)
	429,410	417,158

(a) Los otros ingresos operativos comprenden lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses)	30/09/2024 (9 meses)
	(No auditado)	(No Auditado)
Alquiler por uso de infraestructura	4,763	3,899
Servicios de ingeniería 12(b)	373	1,155
Mantenimiento en redes de terceros	419	154
Otros ingresos operativos con relacionadas 31.A	247	256
	5,802	5,464

24. Costos de Servicio de Distribución de Energía y Otros Costos Operativos

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Compra de energía	174,751	180,288
Depreciación, notas 12(a) y 13(b)	41,301	36,033
Compra de gas a relacionadas, notas 20.C y 31.A	40,099	31,650
Servicios prestados por relacionadas, nota 31.A	14,112	14,227
Gastos de personal, nota 27(a)	7,498	7,604
Tributos	4,445	4,344
Suministros diversos	4,302	4,424
Cargas diversas de gestión	3,028	3,495
Servicios prestados por terceros	2,040	1,780
Amortización, nota 14(a)	522	228
Total	292,098	284,073

- (a) Los otros costos operativos corresponden principalmente a los costos de los servicios prestados a terceros por remoción y reubicación de redes. A continuación, se presenta la composición del rubro:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Servicios prestados por relacionadas, nota 31.A	105	19
Suministros diversos	45	38
Servicios prestados por terceros	23	85
Amortización, nota 14(a)	6	6
Cargas diversas de gestión	-	13
Total	179	161

25. Gastos de Comercialización

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Servicios prestados por relacionadas, nota 31.A	9,392	9,621
Gastos de personal, nota 27 (a)	5,787	5,508
Servicios prestados por terceros	4,628	3,734
Suministros Diversos	2,697	2,903
Depreciación, nota 12(a y 13(b)	424	399
Amortización, nota 14(a)	405	388
Cargas diversas de gestión	294	96
Tributos	261	110
Total	23,888	22,759

26. Gastos de Administración

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Gastos de personal, nota 27(a)	14,529	13,761
Servicios prestados por terceros	11,890	9,564
Depreciación, nota 12(a) y 13(b)	2,409	2,620
Cargas diversas de gestión	1,422	1,145
Suministros diversos	472	316
Amortización, nota 14(a)	264	270
Servicios prestados por relacionadas, nota 31.A	226	161
Tributos	198	181
Total	31,410	28,018

27. Gastos de Personal

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Remuneraciones	23,698	22,323
Participación de los trabajadores	3,750	3,509
Seguridad y previsión social	2,256	2,426
Compensación por tiempo de servicios	1,671	1,556
Otros gastos de personal	604	650
Total	31,979	30,464

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

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Gastos de administración, nota 26	14,529	13,761
Gastos de comercialización, nota 25	5,787	5,508
Costos del servicio de distribución de energía, nota 24	7,498	7,604
Otros gastos, nota 28	1,584	999
Costos de personal vinculados directamente con las obras obras en curso, nota 12 (d)	2,581	2,592
Total	31,979	30,464

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024

28. Otros Ingresos y Gastos

Comprende lo siguiente:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Otros ingresos		
Servicios prestados a partes relacionadas, nota 31.A	4,337	3,489
Recuperación de incobrables	1,026	1,065
Venta de chatarra	147	190
Venta de materiales a partes relacionadas, nota 31.A	143	565
Reversión de provisiones, nota 18(a)	65	-
Indemnizaciones	56	183
Alquileres	27	60
Penalidades	17	87
Venta de propiedad, planta y equipo	-	12
Otros menores	139	111
	<u>5,957</u>	<u>5,762</u>
Otros gastos		
Costos del Centro de Sinergias corporativas	796	456
Costo de baja de activo fijo, nota 12	650	772
Estimación para desvalorización de inventarios, nota 10(a)	472	324
Costo por servicio de gerenciamiento, nota 27(a)	456	403
Costo de servicio de Backoffice y evaluación crediticia, nota 27(a)	192	140
Gastos de personal, nota 27(a)	140	192
Costo por venta de materiales	139	556
Costo por gestión de recaudo	118	112
Sanciones administrativas y obligaciones asumidas	44	47
Indemnizaciones	3	150
Otras provisiones	-	2,008
Costo por servicio de uso de lineas de credito	-	61
Otros menores	163	29
	<u>3,173</u>	<u>5,250</u>
	<u>2,784</u>	<u>512</u>

29. Ingresos Financieros

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Intereses sobre cuentas por cobrar comerciales, nota 8(b)	2,240	2,242
Intereses sobre préstamos a partes relacionadas, nota 31.A	805	930
Contribuciones reembolsables	291	8
Intereses sobre cuentas bancarias	291	334
Otros menores	58	58
Total	<u>3,685</u>	<u>3,572</u>

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024

30. Gastos Financieros

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	30/09/2025 (9 meses)	30/09/2024 (9 meses)
	(No auditado)	(No Auditado)
Intereses sobre bonos	9,447	9,474
Intereses sobre pasivo por arrendamiento 13(c)	8,172	6,206
Intereses sobre préstamos de terceros	2,662	1,981
Intereses sobre préstamos de relacionadas, nota 31.A	2,099	2,380
Intereses sobre deuda concursal	699	766
Intereses sobre arrendamientos financieros	-	5
Otros intereses	34	28
Otros menores	6	27
Total	23,119	20,867

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024

31. Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

- A. Durante el periodo de nueve meses al 30 de setiembre de 2025 y de 2024, la Compañía ha efectuado las siguientes transacciones realizadas principalmente con Dunas Energía S.A.A. (Controladora), Cantalloc S.A.C., Contugas S.A.C., Perú Power Company S.A.C., Gas Natural de Lima y Callao S.A. y Grupo Energía Bogotá S.A.

	30/09/2025 (9 meses) (No auditado)	30/09/2024 (9 meses) (No Auditado)
Ingresos		
Controladora		
Servicios y gastos administrativos, nota 28	291	274
Partes relacionadas		
Arrendamientos, nota 28	1,348	1,360
Centro de sinergias corporativas, nota 28	1,024	543
Servicios y gastos administrativos, nota 28	703	604
Intereses sobre préstamos otorgados, nota 29	483	618
Ingresos financieros, nota 29	322	312
Gestión por uso de líneas de crédito, nota 28	319	100
Trabajos con tensión, nota 23(b)	247	256
Gestión de almacenes, nota 28	247	247
Ingresos por distribución de energía, nota 23(a)	245	268
Servicio de abastecimiento, nota 28	208	228
Venta de materiales, nota 28	143	565
Gestión de recaudación, nota 28	137	129
Servicio legal, nota 28	54	-
Penalizaciones, nota 28	4	1
Comisión de Cobranza, nota 28	2	3
Total	5,777	5,508
Gastos		
Controladora		
Intereses por créditos concursales	2	2
Partes relacionadas		
Costo del servicio de distribución de energía, nota 24	54,211	45,877
Gastos de comercialización, nota 25	9,392	9,621
Gastos Financieros, nota 30	2,099	2,380
Gastos de administración, nota 26	226	161
Otros costos operativos, nota 24(a)	105	19
Total	66,035	58,060
Otros		
Controladora		
Dividendos declarados y/o pagados	42,176	35,683
Partes relacionadas		
Dividendos declarados y/o pagados	4	4
	42,180	35,687

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024

- B. Como resultado de estas y otras transacciones menores, a continuación, se presenta el movimiento y saldo de las cuentas por cobrar y por pagar a entidades relacionadas al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

	30/09/2025 (No auditado)	31/12/2024 (Auditado)
Cuentas por cobrar - Corriente		
Controladora		
Dunas Energía S.A.A.	8	80
Otras relacionadas		
Peru Power Company S.A.C. (D)	15,139	25,698
Cantalloc S.A.C (E)	835	962
Grupo Energía Bogotá S.A.	357	385
Contugas S.A.C. (F)	341	281
Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda	144	-
Total	16,824	27,406
Cuentas por cobrar - No corriente		
Peru Power Company S.A.C. (D)	14,706	14,385
Total	14,706	14,385
Cuentas por pagar - Corriente		
Controladora		
Dunas Energía S.A.A.	39	33
Otras relacionadas		
Cantalloc S.A.C (E)	8,743	5,218
Contugas S.A.C. (F)	4,441	6,234
Peru Power Company S.A.C. (D)	898	2,304
Grupo Energía Bogotá S.A.	115	125
Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda	39	-
Total	14,275	13,914
Cuentas por pagar - No corriente		
Controladora		
Dunas Energía S.A.A.	217	249
Otras relacionadas		
Contugas S.A.C. (F)	40,322	43,732
Total	40,539	43,981

- C. Durante el periodo de nueve meses de 2025 la Compañía cobró miles de soles S/10,622 a su relacionada Peru Power Company. (durante el periodo de nueve meses de 2024 la Compañía otorgó un préstamo por miles de S/1,200 y cobró miles de S/ 2,800 a su relacionada Cantalloc S.A.C.).
- D. Al 30 de setiembre de 2025, las cuentas por cobrar corresponden principalmente a un préstamo de miles de S/ 25,622 más intereses, del cual la Compañía ha cobrado miles de S/10,622 durante estos nueve meses, este préstamo devenga interés a una tasa anual de 2.75%, y cuya vigencia es hasta el 11 de diciembre de 2025. El saldo no corriente corresponde a garantías entregadas en mérito del Contrato de Usufructo correspondiente a las Centrales de Generación Distribuida de Luren y Pedregal.
- E. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, las cuentas por cobrar corresponden principalmente a servicios por arrendamiento, gestión de almacenes, venta de materiales, trabajos con tensión, soporte de servicios informáticos y reembolso de

gastos. Las cuentas por pagar corresponden principalmente a los servicios recibidos como contratista.

- F. Las cuentas por cobrar corresponden principalmente al servicio de distribución de venta de energía, servicios del centro de sinergias corporativas, arrendamientos, reembolso de gastos, servicio de gestión de recaudación y al mantenimiento de herramientas digitales.

Las cuentas por pagar corresponde principalmente al servicio de gas y al Contrato de Mutuo suscrito el 30 de mayo de 2023 con Contugas S.A.C. por un importe total de miles de US\$ 11,600 que fue otorgado en tres desembolsos de miles de US\$ 8,500, miles de US\$ 1,600 y miles de US\$ 1,500 en los meses de junio y julio respectivamente y con vencimiento en setiembre de 2024 con una tasa de interés fija de Libor 6m más un spread de 175p.b., siendo ésta la tasa aplicable a Contugas S.A.C. en el Crédito Sindicado que ésta mantiene, los pagos de intereses son semestrales a partir de setiembre de 2023.

Con fecha 9 de setiembre de 2024, se firmó una adenda al contrato con la finalidad de ampliar el plazo del Mutuo hasta el 24 de setiembre de 2027. Asimismo, debido al cambio en las condiciones del Crédito Sindicado de Contugas S.A.C., la tasa de interés aplicable a partir de esa fecha es SOFR TERM 6m + 1.90% (0.15% spread credit + 1.75% margin).

- G. La Compañía ha definido como personal clave a los directores, las gerencias operativas y jefaturas estratégicas. Las remuneraciones pagadas al personal clave ascienden a miles de S/ 6,561 y miles de S/ 6,627, al 30 de setiembre de 2025 y de 2024, respectivamente.

32. Situación Tributaria

Tasas impositivas

- A. La Compañía está sujeta al régimen tributario peruano. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la tasa del impuesto a las ganancias es de 29.5 por ciento sobre la utilidad gravable respectivamente, luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5 por ciento sobre la utilidad imponible.

Por otro lado, las personas jurídicas no domiciliadas en Perú y las personas naturales están sujetas a la retención de un impuesto adicional sobre los dividendos recibidos. Al respecto, en atención al Decreto Legislativo 1261, el impuesto adicional a los dividendos por las utilidades generadas a partir de 2017, cuya distribución se efectúe a partir de dicha fecha, será 5 por ciento.

Precios de transferencia

- B. Para propósito de la determinación del impuesto a las ganancias, los precios de transferencia de las transacciones con empresas relacionadas y con empresas residentes en territorios de baja o nula imposición, deben estar sustentados con documentación e información sobre los métodos de valoración utilizados y los criterios considerados para su determinación. Con base en el análisis de las operaciones de la Compañía, la Gerencia y sus asesores legales opinan que, como consecuencia de la aplicación de estas normas, no surgirán contingencias de importancia para la Compañía al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

Revisión fiscal de la Autoridad Tributaria

- C. La Autoridad Tributaria tiene la facultad de revisar y, de ser aplicable, corregir el impuesto a las ganancias calculado por la Compañía en los cuatro años posteriores al año de la presentación de la declaración de impuestos. Las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias de los ejercicios 2021 al 2024 y del impuesto general a las ventas de los

años 2020 al 2024 de la Compañía están pendientes de fiscalización por parte de la Autoridad Tributaria. Debido a las posibles interpretaciones que la Autoridad Tributaria puede dar a las normas legales vigentes, no es posible determinar a la fecha, si de las revisiones que se realicen, resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que éste se determine. Sin embargo, en opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros intermedios al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

Régimen Tributario del Impuesto General a las Ventas

- D. Al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el régimen tributario peruano la tasa del Impuesto General a las Ventas (IGV) es del 18%.

E. **Concepto normativo de devengo**

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

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

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

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

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

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

G. **Crédito Indirecto**

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

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

A través del Decreto Legislativo N° 1422 se ha establecido el procedimiento para la aplicación de la referida Cláusula Anti-elusión General (CAG), señalándose fundamentalmente que: (i) es aplicable sólo en procedimientos de fiscalización definitiva en que se revisen actos, hechos o situaciones producidos desde el 19 de julio de 2012; (ii)

para su aplicación debe haber previa opinión favorable de un comité revisor integrado por funcionarios de la propia SUNAT, no siendo recurrible dicha opinión; (iv) los procedimientos de fiscalización definitiva en los que se aplique la CAG no están sujetos al plazo de un (1) año para requerir información a los fiscalizados.

Con fecha 6 de mayo de 2019 se publicó en el Diario Oficial El Peruano el Decreto Supremo N° 145-2019-EF, mediante el cual se aprueban los parámetros de fondo y forma para la aplicación de la norma anti-elusiva general contenida en la Norma XVI del Código Tributario ("CT"); con lo cual se entiende cumplido el requisito para levantar la suspensión establecida por la Ley 30230 para la aplicación de dicha norma. Asimismo, se ha adecuado el Reglamento Procedimiento de Fiscalización de la SUNAT para tal fin.

Mediante Resolución de Superintendencia N° 000184-2021/SUNAT publicada el 13 de diciembre de 2021 se designó a los miembros del Comité Revisor de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria - SUNAT a que se refiere el artículo 62-C del Texto Único Ordenado del Código Tributario, el cual señala que al aplicar la Norma Antielusiva en un procedimiento de fiscalización, se debe remitir un informe conjuntamente con el expediente de fiscalización al Comité Revisor.

I. Responsabilidad solidaria de los representantes legales y Directores de las Sociedades

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

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

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

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

J. Información relacionada con beneficiarios finales

En el marco de las normas para fortalecer la lucha contra la evasión y elusión fiscal así como contra el lavado de activos y financiamiento del terrorismo, a partir del 3 de agosto de 2018 se encuentran vigentes las disposiciones introducidas a través del Decreto Legislativo N° 1372 que obligan a brindar a las autoridades competentes, a través de una declaración jurada de beneficiarios finales, información relacionada con dichos sujetos, esto es, a revelar mediante dicha declaración quiénes son las personas naturales que efectivamente tienen la propiedad o control en personas jurídicas o entes jurídicos. Así, será obligatorio informar aspectos como (i) identificación del beneficiario final; (ii) la cadena de titularidad con la respectiva documentación de sustento; (iii) identificación de los terceros que cuentan con dicha información, de ser el caso. Se señala además que la información relacionada a la identificación de los beneficiarios finales de las personas jurídicas y entes jurídicos que se proporcione a las autoridades competentes en el marco de estas normas no constituye violación al secreto profesional ni tampoco está sujeta a las restricciones sobre revelación de información derivadas de la confidencialidad impuesta por vía contractual o por cualquier disposición legal o reglamentaria.

Asimismo, mediante Resolución de Superintendencia N° 041-2022/SUNAT, vigente desde el 25 de marzo de 2022, se establecieron los nuevos sujetos obligados a presentar la Declaración Jurada de Beneficiario Final en los ejercicios 2022 y 2023 (siempre que no hayan declarado en diciembre de 2019).

Los entes jurídicos se encontraron obligados a presentar la Declaración Jurada de Beneficiario Final conforme al cronograma de vencimiento de obligaciones mensuales del período de diciembre de 2022; no obstante, mediante la Resolución de Superintendencia N° 000278-2022/SUNAT se aplazó dicho vencimiento al período diciembre de 2023.

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

K. Depreciación de activos

Mediante el Decreto Legislativo N° 1488 Régimen Especial de Depreciación y Modificación, se incrementa los porcentajes de depreciación de los activos adquiridos durante los años 2020 y 2021, con el fin de promover la inversión privada y otorgar mayor liquidez dada la actual coyuntura económica por efectos del COVID-19.

Asimismo, mediante Ley N° 31652, se aprobó un nuevo Régimen Especial de Depreciación, mediante el cual se incrementa los porcentajes de depreciación para los contribuyentes que adquieran edificaciones y construcciones durante los años 2023 y 2024 (no aplica para bienes construidos total o parcialmente antes del 1 de enero de 2023).

L. Subcapitalización

A partir del 1 de enero de 2021 los gastos financieros serán deducibles hasta el límite del 30% del EBITDA tributario (Renta Neta – Compensación de Pérdidas + Intereses Netos + Depreciación + Amortización) del ejercicio anterior. Existen algunas excepciones a la aplicación de esta limitación para el caso de bancos, contribuyentes con ingresos no superiores a 2,500 UITs, infraestructura, servicios públicos, entre otros.

Mediante Decreto Supremo N° 402-2021 publicado el 30 de diciembre, vigente a partir del 31 de diciembre de 2021, se modificó el Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta que regula el cálculo del EBITDA tributario a efectos del límite de interés de deudas.

El gasto financiero generado por endeudamientos tanto entre partes independientes como relacionadas está sujeto al límite de subcapitalización de (3:1 Debt-Equity Ratio) calculado al cierre del ejercicio anterior.

33. Contingencias

La Compañía tiene diversas acciones judiciales en su contra, y están relacionadas con reclamos de diversas municipalidades, reclamos laborales, reclamos civiles por indemnizaciones, sanciones de OSINERGMIN y otros resultantes de fiscalizaciones efectuadas por la Administración Tributaria, de las cuales al 30 de setiembre de 2025 ha provisionado miles de S/8,674 (miles de S/ 10,670 al 31 de diciembre de 2024) correspondiente a las contingencias probables, (nota 18). Asimismo, al 30 de setiembre de 2025 las contingencias posibles ascienden a miles de S/8 por procesos laborales, miles de S/ 2,369 por procesos regulatorios y miles de S/ 116 por procesos tributarios (miles de S/ 108 por procesos laborales, miles de S/ 2,369 por procesos regulatorios y miles de S/ 299 por procesos tributarios al 31 de diciembre de 2024 respectivamente). En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, como consecuencia de estas acciones judiciales no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros intermedios al 30 de setiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

34. Medio Ambiente

Durante el tercer trimestre de 2025, Electro Dunas ha reafirmado su compromiso con la protección del medio ambiente, cumpliendo con las normativas y requisitos establecidos por la Autoridad Ambiental del Perú. En este periodo, la Compañía ha gestionado y presentado oportunamente los informes y documentos exigidos, entre los que destacan: los Informes de Monitoreo Ambiental, Reporte trimestral de manifiestos de Residuos Sólidos Peligrosos, carta de comunicación de inicio de construcción de proyectos y el cumplimiento al Plan de Minimización y Manejo de Residuos Sólidos.

En el marco de las obligaciones ambientales, se presentaron un total de 26 Planes Ambientales Detallados (PAD) ante el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), de los cuales 7 han sido aprobados. Asimismo, se atendieron las observaciones formuladas por la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad (DGAAE) a dos expedientes del PAD, mientras que los restantes se encuentran en proceso de evaluación. Asimismo, se remitieron 18 Fichas Únicas de Acogimiento a los Planes Ambientales Detallados (FUA-PAD), en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Supremo N.º 014-2023-EM, que amplía el plazo para su presentación

Como parte de sus acciones de sensibilización y fortalecimiento de la cultura ambiental interna, la Compañía ha continuado realizando capacitaciones de manejo de residuos sólidos dirigidas a sus colaboradores, reforzando la importancia de la participación en la gestión ambiental y el cumplimiento normativo.

En cuanto a la gestión de sustancias peligrosas, y en cumplimiento del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Compañía ha mantenido sus esfuerzos para controlar y gestionar los Bifenilos Policlorados (PCB), realizando un seguimiento efectivo de las medidas establecidas en el Plan de Manejo de Gestión Ambiental de PCB. En ese marco, se efectuaron tomas aleatorias de muestras de aceite dieléctrico, las cuales fueron analizadas mediante pruebas rápidas de detección de PCB, con el objetivo de asegurar que los sistemas eléctricos de la Compañía permanezcan libres de estos compuestos peligrosos.

Finalmente, es importante destacar que durante el segundo trimestre 2025 no se han registrado eventos medioambientales, lo que evidencia el éxito de las acciones preventivas y correctivas implementadas por la Compañía. De este modo, la Compañía reafirma su compromiso con la

Electro Dunas S.A.A.

Notas a los Estados Financieros intermedios

31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024

sostenibilidad y la protección del medio ambiente, cumpliendo con los más altos estándares de gestión ambiental en sus actividades operativas.

35. Hechos Posteriores

Con fecha 17 de octubre de 2025, la Compañía tomó un préstamo con el Banco de Crédito del Perú por en miles de S/25,000 con una tasa de interés de 4.71 y vencimiento en un año. Con dichos fondos se pre canceló el préstamo de miles de S/15,000 que se tomó en agosto de 2025 con el mismo banco con una tasa de 4.84.

Excepto por lo mencionado en el párrafo anterior, entre el 1 de julio de 2025 y hasta la fecha de aprobación de estos estados financieros intermedios, no han ocurrido eventos o hechos de importancia que requieran ajustes o revelaciones adicionales en los mismos al 30 de setiembre de 2025.