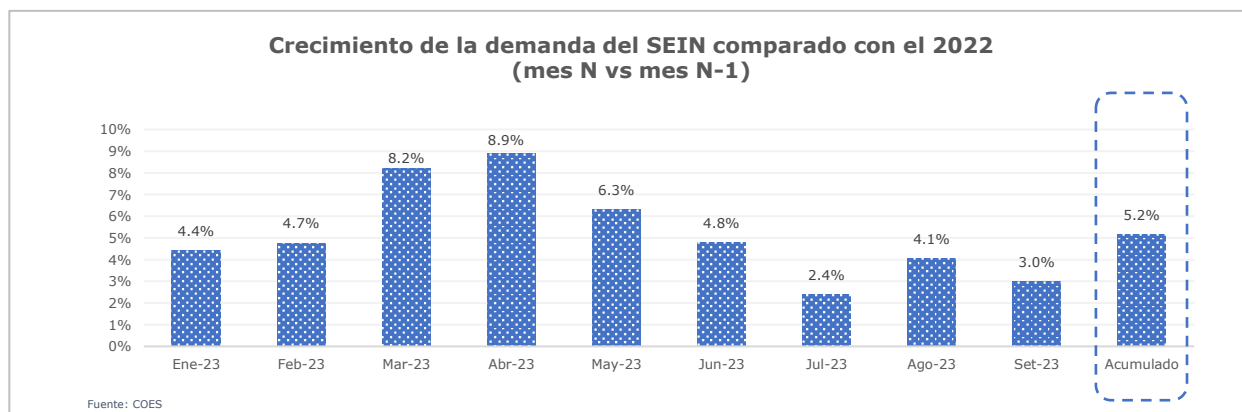


- ✓ **Luego de recibir la aprobación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), nuestro proyecto de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) entró en operación comercial el 27 de julio de 2023. La capacidad garantizada del proyecto es de 26.5 MW, contribuyendo a reforzar y flexibilizar el suministro eléctrico a través de nuevas tecnologías.**
- ✓ **ENGIE Energía Perú, firmó un contrato de compraventa con la intención de adquirir las compañías titulares de dos (2) Centrales Eólicas en operación: Duna (18,4MW) y Huambos (18,4MW) y dos (2) proyectos eólicos greenfield: Naira I (20MW) y Naira II (20MW) ubicados en la región Cajamarca. Con esta firma, ENGIE Energía Perú busca elevar su capacidad instalada en operación de energía renovable superando los 600MW; y ampliar su portafolio de futuros proyectos de energías renovables y su diversificación geográfica en el Perú. El cierre de la operación está condicionado a la aprobación del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).**
- ✓ **Por sexto año consecutivo, lideramos el Ranking Merco Empresas 2023 en el sector energía y nos mantenemos en el Top 100 de las compañías con mejor reputación, alcanzando el puesto 51.**
- ✓ **El 11 de julio, se llevó a cabo la inauguración de la central eólica Punta Lomitas, mientras que el 14 de setiembre, se realizó el evento de inauguración de Chilca-BESS (Battery Energy Storage System), ambos eventos contaron con la presencia del Ministro de Energía y Minas, el Embajador de Francia en Perú, el Viceministro de Electricidad, entre otros importantes actores del sector.**
- ✓ **En el tercer trimestre del 2023 (3T23), el EBITDA ascendió a US\$36.5 millones, representando una disminución del 26% respecto del mismo periodo del 2022 (US\$49.1 millones). En el trimestre, el resultado neto ascendió a US\$1.7 millones, representando una disminución del 89% respecto del mismo periodo del 2022 (US\$15.4 millones). Esta disminución se debió principalmente al mantenimiento de la Planta de Tratamiento de Gas Natural y Separación de Líquidos de Malvinas de Pluspetrol desde el 25 de julio al 6 de agosto (duración mayor a la programada), lo cual redujo significativamente la capacidad de generación a gas del sistema en un 55%, incrementado el despacho de unidades Diesel para cubrir la demanda del SEIN. Adicionalmente a ello, la menor hidrología que está sufriendo actualmente el país ha contribuido a un incremento en los costos de generación.**
- ✓ **El EBITDA de los últimos 9 meses ascendió a US\$155.7 millones, mayor en 5% respecto del mismo periodo del 2022 (US\$148.7 millones). El resultado neto al 30 de setiembre fue de US\$52.6 millones, menor en 1% respecto al 2022 (US\$53.0 millones).**

1 INDICADORES DEL SECTOR

La generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "sistema" o "SEIN") en el 3T23 alcanzó 14,538 GWh representando un incremento de 3.1% respecto del mismo periodo del 2022 (14,098 GWh). Al 30 de setiembre de 2023, la generación de energía alcanzó 43,557 GWh, representando un aumento de 5.2% respecto del mismo periodo de 2022 (41,392 GWh).



Mes N: mes año actual; Mes N-1: mes del año anterior

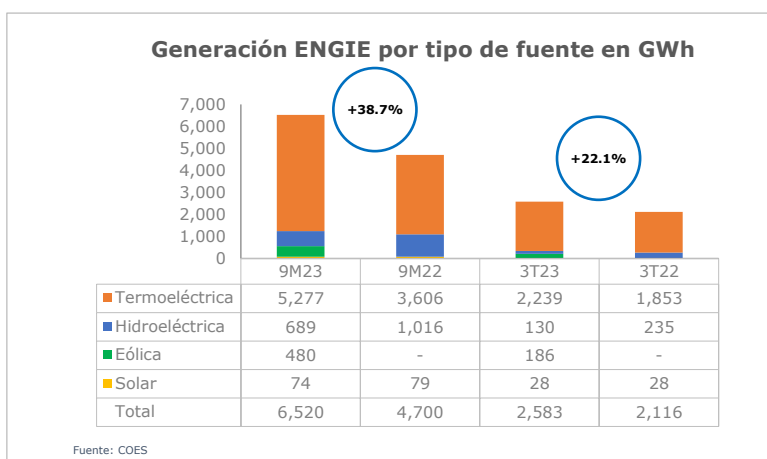
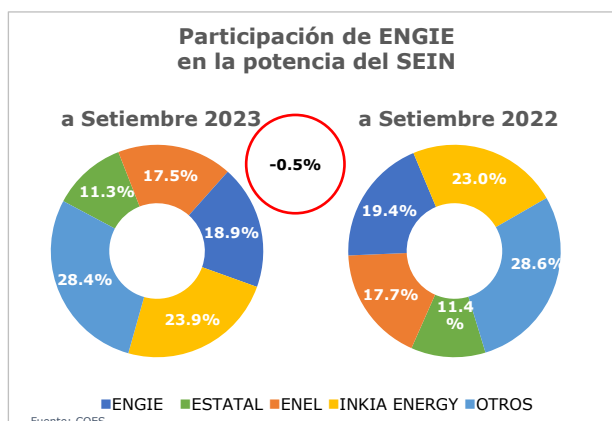
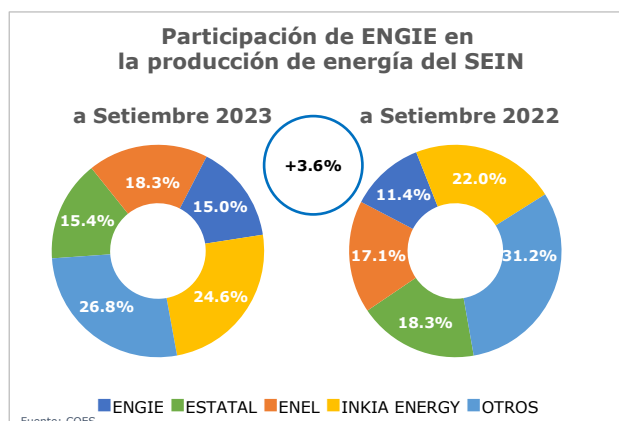
La máxima demanda de potencia en el sistema al 30 de setiembre del 2023 ascendió a 7,606 MW (en abril), en tanto que la mínima demanda del sistema fue de 7,280 MW (en julio), representando un aumento de 4.0% y un

¹ El presente análisis sobre los resultados de las operaciones y situación financiera deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros trimestrales y las notas que los acompañan, los cuales han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

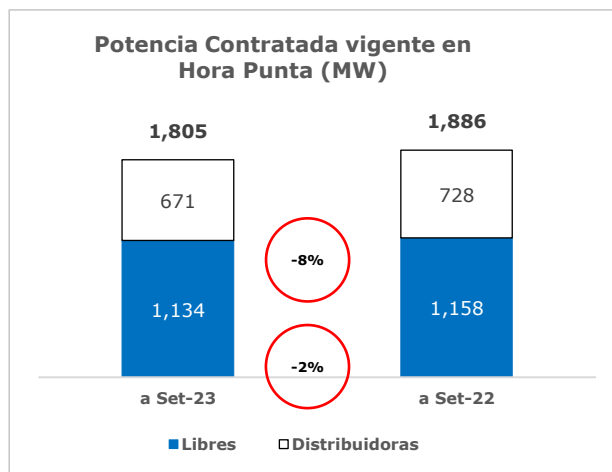
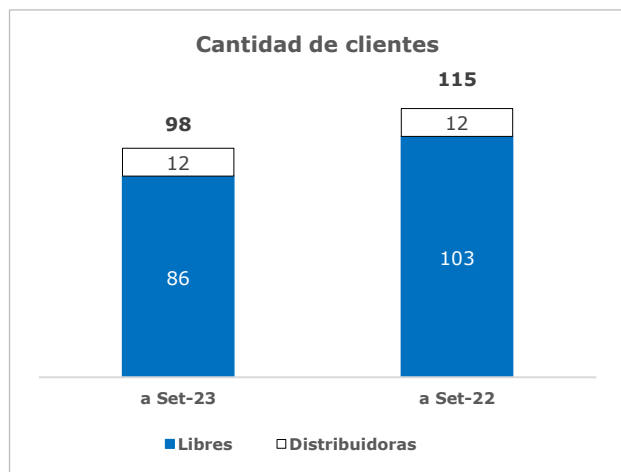
aumento del 4.6% respectivamente respecto del mismo periodo del 2022 (7,316 MW en setiembre y 6,961 MW en mayo).

La participación de EEP al 30 de setiembre del 2023 en el sistema fue de 15.0% en generación y 18.9% en potencia efectiva (11.4% y 19.4%, respectivamente durante el mismo periodo del 2022).

La producción de energía de EEP, al 30 de setiembre del 2023, ascendió a 6,520 GWh, representando un aumento de 38.7% respecto del mismo periodo del año anterior (4,700 GWh) debido principalmente a una mayor generación térmica y por la generación de la Central Eólica Punta Lomitas. Durante el 3T23, la producción de energía de EEP aumentó en promedio 22.1% respecto al mismo periodo del año anterior.



Al 30 de setiembre del 2023, EEP cuenta con 86 clientes libres (16.5% menos con respecto al mismo periodo del 2022 - 103 clientes libres), que representan 55.5% de los ingresos por energía y potencia y 12 empresas



distribuidoras que representan un 44.5% de los mismos. Al 30 de setiembre del 2023, la potencia contratada vigente en hora punta fue de 1,805 MW, menor en un 4.3% con respecto al mismo periodo del año anterior.

2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El margen EBITDA del 3T23 (16%) fue menor con respecto al mismo periodo del 2022 (38%), principalmente por un mayor costo marginal por el mantenimiento de Pluspetrol, una menor hidrología y mayor crecimiento de la demanda del sistema, compensado parcialmente por la mayor generación de Chilca y la contribución de Chilca BESS. El margen EBITDA al 30 de setiembre (29%) por debajo con respecto del mismo periodo del 2022 (39%).

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

Rubros	A Setiembre		Δ	%Δ	III Trimestre		Δ	%Δ
	2023	2022			2023	2022		
Ingreso por ventas netas	534,216	379,368	154,848	41%	229,523	130,903	98,620	75%
Costo de Ventas	(436,326)	(282,619)	(153,707)	54%	(211,385)	(98,095)	(113,290)	115%
Utilidad Bruta	97,890	96,749	1,141	1%	18,138	32,808	(14,760)	(45%)
Margen Bruto (%)	18%	26%			8%	25%		
Gastos de Administración	(16,560)	(14,590)	(1,970)	14%	(4,675)	(5,737)	1,062	(19%)
Otros ingresos y gastos (neto)	8,115	3,064	5,051	165%	(443)	938	(1,381)	(147%)
Utilidad Operativa	89,445	85,223	4,222	5%	13,020	28,009	(14,989)	(54%)
Margen Operativo (%)	17%	22%			6%	21%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados)	8,332	5,228	3,104	59%	3,408	1,900	1,508	79%
Gastos Financieros	(19,490)	(15,330)	(4,160)	27%	(9,383)	(4,802)	(4,581)	95%
Diferencia de cambio neta	(1,742)	1,609	(3,351)	(208%)	(4,199)	(2,833)	(1,366)	48%
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	76,545	76,730	(185)	(0%)	2,846	22,274	(19,428)	(87%)
% de Ventas	14%	20%			1%	17%		
Impuesto a la Renta	(23,920)	(23,749)	(171)	1%	(1,179)	(6,853)	5,674	(83%)
Utilidad Neta	52,625	52,981	(356)	(1%)	1,667	15,421	(13,754)	(89%)
Margen Neto (%)	10%	14%			1%	12%		
EBITDA (*)	155,701	148,691	7,010	5%	36,504	49,145	(12,641)	(26%)
Margen EBITDA (%)	29%	39%			16%	38%		

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación y Amortización +/- Venta de activos fijo y Provisiones por deterioro.

La definición de EBITDA está de acuerdo con las políticas de la Compañía y del grupo ENGIE

2.1 UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad operativa del 3T23 fue US\$13.0 millones, menor en 54% respecto del mismo periodo del 2022 (US\$28.0 millones). Al 30 de setiembre del 2023 la utilidad operativa fue US\$ 89.4 millones, mayor en 5% respecto del mismo periodo del 2022 (US\$85.2 millones). A continuación, se explican los principales eventos que afectaron a la utilidad operativa.

2.1.1 Ventas Netas

Las ventas netas correspondientes del 3T23 fueron US\$229.5 millones, mayor en 75% respecto del mismo periodo del 2022 (US\$130.9 millones). La variación se debe principalmente a: (i) mayores ventas en el COES por mayor generación térmica y la generación de la Central Eólica Punta Lomitas, (ii) mayor precio de los contratos de energía indexados al gas natural y (iii) mayor demanda de nuestros clientes principalmente Anglo American

Quellaveco. Las ventas al 30 de setiembre (US\$534.2 millones) fueron 41% mayores respecto del mismo periodo del 2022 (US\$379.4 millones).

2.1.2 Costo de Ventas

Durante el 3T23, el costo de ventas (US\$211.4 millones) fue mayor respecto del mismo periodo del 2022 (US\$98.1 millones). Este aumento se debe principalmente a mayor costo de combustibles (Diesel) por mayor consumo debido a una mayor generación térmica por el mantenimiento de Pluspetrol y menor hidrología. El costo de ventas al 30 de setiembre del 2023 (US\$436.3 millones) fue 54% mayor respecto del mismo periodo del 2022 (US\$282.6 millones).

2.1.3 Gastos de Administración

Los gastos de administración del 3T23 (US\$4.7 millones) fueron 19% menores con respecto del mismo periodo del 2022 (US\$5.7 millones) debido principalmente a menores gastos de gestión. Los gastos administrativos al 30 de setiembre del 2023 (US\$16.6 millones) fueron 14% mayores respecto al mismo periodo del 2022 (US\$14.6 millones).

2.1.4 Otros Ingresos y gastos (netos)

Los otros ingresos y gastos (netos) del 3T23 (US\$0.4 millones gasto) fueron menores respecto del mismo periodo del 2022 (US\$1.0 millones ingreso) debido principalmente a la presentación de los ingresos por penalidades a proveedores como parte del margen bruto. Este rubro al 30 de setiembre del 2023 (US\$8.1 millones ingreso) fue mayor respecto del mismo periodo del 2022 (US\$3.1 millones ingreso).

2.2 GASTOS FINANCIEROS (NETO)²

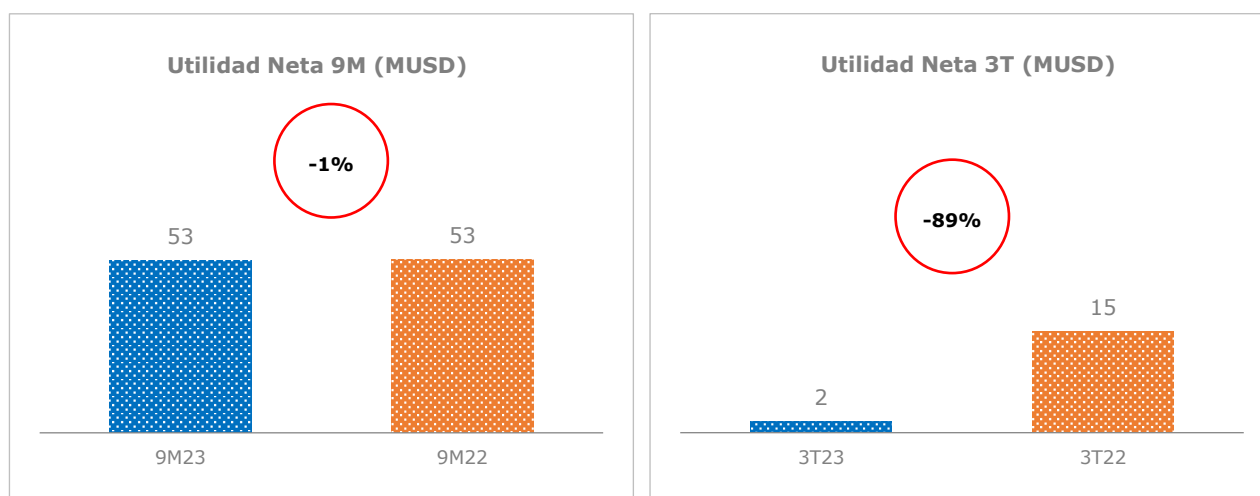
Los gastos financieros (neto) del 3T23 (US\$6.0 millones) fueron menores respecto del mismo periodo del 2022 (US\$2.9 millones) debido principalmente a los intereses por el prestamos con el IDB para el financiamiento de la Central Eólica Punta Lomitas, compensados parcialmente mayores ingresos por intereses de rentabilización de saldos. Los gastos financieros (neto) al 30 de setiembre del 2023 (US\$11.2 millones) fueron 10% menores respecto del mismo periodo del 2022 (US\$10.1 millones).

2.3 IMPUESTO A LA RENTA

El impuesto a la renta del 3T23 (US\$1.2 millones gasto) fue 83% menor respecto del mismo periodo del año 2022 (US\$6.9 millones gasto), básicamente por la variación del resultado antes de impuestos. Al 30 de setiembre del 2023 (US\$23.9 millones gasto) fue 1% mayor respecto del mismo periodo del 2022 (US\$23.7 millones gasto).

2.4 UTILIDAD NETA

Como resultado de las explicaciones anteriores y el efecto positivo de la diferencia de cambio neta, la utilidad neta del 3T23 fue US\$1.7 millones, menor en 89% respecto al mismo periodo del 2022 (US\$15.4 millones). Al 30 de setiembre del 2023 (US\$52.6 millones) la utilidad neta fue 1% ligeramente menor respecto del mismo periodo del 2022 (US\$53.0 millones).



² Gastos Financieros (Netos) = Ingresos Financieros – Gastos Financieros

3 SITUACIÓN FINANCIERA

3.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Los principales indicadores económicos son:

Indicador	Por el periodo terminado al 30 de setiembre del	
	2023	2022
Índices de Liquidez		
Prueba Corriente (1)	1.66x	1.91x
Prueba Ácida (2)	1.30x	1.44x
Índices de Solvencia		
Endeudamiento Patrimonial (3)	1.01x	0.98x
Endeudamiento de Largo Plazo (4)	0.52x	0.53x
Índices de Rentabilidad		
Rentabilidad sobre Activos (ROA) (5)	2.59%	2.35%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE) (6)	5.21%	4.66%
Covenants		
Pasivo Financiero/EBITDA (7)	2.98x	2.96x
Pasivo Financiero neto/EBITDA (8)	2.06x	2.32x

(1) Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente

(2) Total Activo Corriente – Inventario, Neto - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes

(3) Total Pasivo / Total Patrimonio

(4) Pasivo No Corriente / (Propiedad, Planta y Equipo, Neto + Activos Intangibles)

(5) Utilidad Neta / Total Activo

(6) Utilidad Neta / Total Patrimonio

(7) Pasivo Financiero = Deuda financiera + NIIF 16

(8) Pasivo Financiero neto = Pasivo Financiero – Caja

Respecto de la evolución de sus cuentas por cobrar, en líneas generales, y en comparación con el mes de diciembre 2022, se produjo un aumento en las cuentas por cobrar vigentes y no deterioradas principalmente por mayores ventas en el COES en setiembre 2023.

Indicador	Setiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023	Diciembre 2022	Setiembre 2022
Cuentas por Cobrar	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)
Vigentes y no deterioradas	166,200	156,599	133,398	147,712	82,085
Vencidas	5,851	12,457	5,736	3,874	57,949
Entre 1 a 30 días	3,317	9,113	3,910	2,410	9,943
Entre 31 a 60 días	1,259	237	454	82	9,772
Entre 61 a 90 días	79	1,728	124	229	9,158
Mas de 91 días	1,195	1,379	1,248	1,153	29,076
Total	172,051	169,056	139,134	151,586	140,034

Desde el inicio de la construcción del Proyecto Parque Eólico Punta Lomitas ("Punta Lomitas"), la Gerencia decidió mostrar los avances en su construcción; en este sentido, las compras de propiedad, planta y equipo y obras en curso del 3T23 (US\$ 83.1 millones) fueron menores con respecto a 3T22 (US\$162.6 millones). Cabe indicar que el Proyecto Parque Eólico Punta Lomitas entró en operación comercial el 16 de junio de 2023 con 260MW y estamos trabajando para que próximamente Punta Lomitas Expansión (36.4 MW) ingrese también a operación comercial.

Indicador*	Setiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023	Diciembre 2022	Setiembre 2022
	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)
Compras de propiedad, planta y equipo (Flujo de inversión)	83,109	70,674	19,989	199,844	162,588

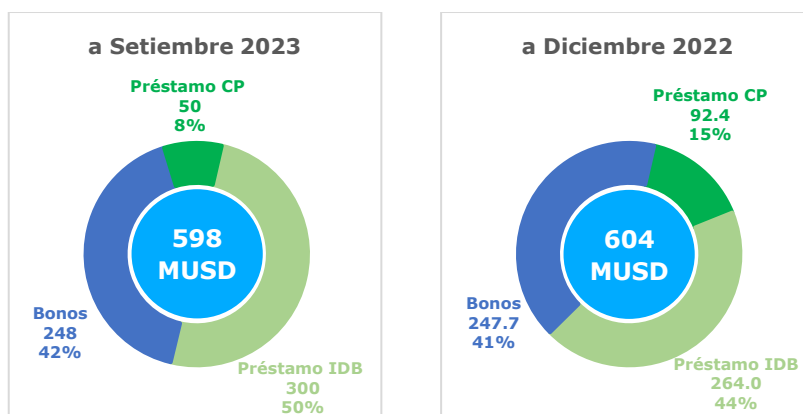
* Cifras acumuladas anuales

Otro indicador que la Gerencia cree necesario mostrar son los instrumentos financieros derivados de cobertura (netos). El saldo total de los mismos en el periodo 3T23 (US\$ 4.3 millones pasivo) fue menor en comparación al periodo 4T22 (US\$ 24.7 millones pasivo), debido principalmente a la variación de los contratos swap relacionados a la 1ra, 2da y 3ra Emisión del 3er Programa de Bonos Corporativos y préstamos corporativos.

Indicador	Setiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023	Diciembre 2022	Setiembre 2022
	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)
Instrumentos financieros derivados de cobertura (pasivo neto)	4,322	2,637	23,020	24,739	39,164

3.2 ENDEUDAMIENTO

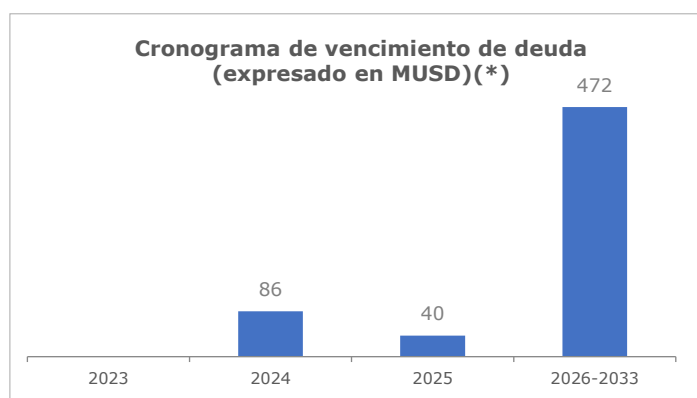
Al 30 de setiembre del 2023, el 94.0% del endeudamiento se encuentra establecido a tasas fijas. Cabe resaltar que, a la fecha EEP ha cumplido con el cronograma de pago de sus obligaciones financieras (tanto amortizaciones como pago de intereses). Debidos a ello, la deuda al 30 de setiembre del 2023 alcanzó los US\$ 598 millones, 1.0% menor que en diciembre 2022 (US\$604 millones). La deuda financiera neta a setiembre del 2023 es de US\$ 412 millones, 21% menor que diciembre 2022 (US\$ 523 millones). En enero, se recibió el segundo desembolso por US\$ 36 millones, por parte del IDB. Por otro lado, en el mes de junio se pagaron los préstamos corporativos con Scotiabank que incluían un cross currency swaps por US\$ 100 millones, finalmente, en el mes de agosto se tomó un préstamo de corto plazo por US\$ 50 millones.



Al cierre de diciembre 2022 se mantenía deuda en soles por 971.6MPEN valorizados en 255.1MUSD y deuda en dólares por 349MUSD.

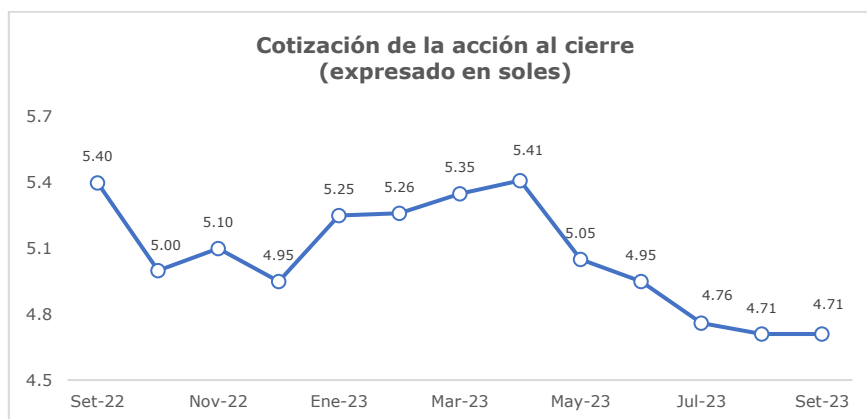
Al cierre de setiembre 2023 se mantenía deuda en soles por 810.0MPEN valorizados en 213.1MUSD y deuda en dólares por 385MUSD.

EEP mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1ª.pe, emitidas por Apoyo & Asociados Internacionales y Moody's Local PE Clasificadora de Riesgo. Dicha categoría corresponde a la de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.



3.3 ACCIONES COMUNES

A continuación, se detalla la cotización al cierre de mes (setiembre 2022 a setiembre 2023) de los valores representativos de Acciones inscritas en la Bolsa de Valores de Lima.



4 INVERSIONES SOCIALES

- ✓ En EEP impulsamos el desarrollo de nuestras comunidades locales, a través de la entrega de laptops a los beneficiarios del primer grupo de la Academia Preuniversitaria ENGIE, realizada entre los meses de enero a marzo de 2023, que lograron ingresar a la Universidad Nacional San Luis Gonzaga de Ica. Por otro lado, en Chilca hemos financiado la adquisición de bienes para el Centro de Adulto Mayor La Gloria A.H. 15 de enero, entre los que incluyen biombo de tres cuerpos, dos camillas plegables, dos mesas plegables, dos sillas masajeadoras, una balanza analógica y un tensiómetro, asimismo, hemos financiado la adquisición de un camión cisterna para ampliar el acceso de agua potable en Ocucaje.
- ✓ EEP presentó Warmi, un programa profesional diseñado para impulsar el crecimiento y desarrollo de jóvenes ingenieras universitarias recién egresadas. Este programa permitirá a las participantes desarrollar competencias profesionales en las áreas de Operaciones, Proyectos y Desarrollo. Además, busca reducir las brechas de género en el sector energético.
- ✓ Como parte del compromiso de EEP con el deporte peruano, hemos firmado, en conjunto con la Federación Deportiva Peruana de Tenis, un contrato de patrocinio para que EEP pueda convertirse en el auspiciador oficial del equipo peruano de Copa Davis en la serie entre Perú y Noruega. A través de este patrocinio, buscamos brindar oportunidades a los talentos nacionales y fortalecer la participación del equipo nacional.

5 HECHOS DE IMPORTANCIA

- ✓ Con fecha 14 de julio de 2023, informamos que se concluyó con nuestra sociedad auditora designada para el ejercicio 2023, Tanaka, Valdivia & Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada, firma miembro de EY, el proceso de firmas del contrato para la prestación de servicio de auditoría del ejercicio 2023.
- ✓ Con fecha 24 de agosto de 2023 informamos que nuestra sociedad auditora designada, Tanaka, Valdivia & Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada, miembro de EY, iniciará sus trabajos de auditoría correspondientes al ejercicio 2023, el 16 de octubre de 2023.

6 EVENTOS POSTERIORES

- ✓ Con fecha 23 de octubre, Moody's Local PE reafirmó su clasificación de riesgo para ENGIE Energía Perú, confirmando la categoría "AAA local" con perspectiva Estable.