

FENIX POWER PERÚ S.A

Informe con EEFF al 31 de diciembre de 2024¹

Periodicidad de actualización: Anual

Fecha de comité: 18 de julio de 2025

Sector Eléctrico, Perú

Equipo de Análisis

Gustavo Egocheaga
gegocheaga@ratingspcr.com

Michael Landauro
mlandauro@ratingspcr.com

(511) 208.2530

HISTORIAL DE CALIFICACIONES

Fecha de información	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Fecha de comité	19/06/2023	27/06/2024	18/07/2025
Acciones Comunes	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1
Perspectiva	Estable	Estable	Estable

Significado de la clasificación

PEPrimera Clase, N1: Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. La clasificación otorgada o emitida por PCR constituyen una evaluación sobre el riesgo involucrado y una opinión sobre la calidad crediticia, y la misma no implica recomendación para comprar, vender o mantener un valor; ni una garantía de pago del mismo; ni estabilidad de su precio y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora.

El presente informe se encuentra publicado en la página web de PCR (<http://www.ratingspcr.com>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Racionalidad

En Comité de Clasificación de Riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación "PEPCN1" a las acciones comunes de Fenix Power Perú S.A, con perspectiva estable; con información al 31 de diciembre de 2024. La decisión se sustenta en el sólido posicionamiento de la compañía dentro del sector de generación eléctrica en el país, respaldado por una cartera diversificada de contratos PPA con clientes regulados y libres, así como por márgenes operativos estables, adecuados niveles de liquidez, cobertura y rentabilidad. Asimismo, se ha considerado la reducción de ingresos registrada durante el periodo y la finalización del *Cash Support Agreement*. Finalmente, se valora el respaldo de su matriz, Colbún S.A., una empresa con presencia consolidada en el mercado chileno.

Perspectiva

Estable.

Resumen Ejecutivo

- **Incremento de la producción y venta de energía.** Fenix Power Perú ostenta una potencia instalada de 575 MW. y, a nivel nacional su participación en la producción acumulada de energía se ubicó en 6.3% (dic-2023: 5.8%), manteniéndose en el quinto lugar. La producción de energía de Fenix ha mantenido el dinamismo mostrado en los últimos 5 años. A diciembre 2024, la producción de energía se incrementó en +11.8% respecto del 2023, totalizando una generación de 3,805.4 GWh. En ese sentido, los ingresos acumulados alcanzaron los US\$ 221.0 MM, registrando una reducción de -29.2% (-US\$ 91.2 MM) debido a la reducción del costo marginal por la mayor hidrología y la reactivación de las plantas térmicas que mejoraron la oferta de energía.
- **Clientes y contratos de suministro.** A diciembre de 2024, Fenix cuenta con alrededor de 74 clientes (dic-2023: 54 clientes), de los cuales 7 son regulados (distribuidoras), cuyo plazo de contratos fluctúa entre 4 y 16 años; 4 cliente generadoras, y 63 clientes libres, con plazos de contrato que van desde los 2 a 10 años. Se destacan nuevos contratos firmados en 2024 con empresas como Volcan (114.2 MW promedio), Electro Oriente (110.5 MW), y Distriluz ML (25.0 MW), entre otros. Estos nuevos PPAs tienen plazos que oscilan entre 2 y 10 años, lo que permite a la empresa mantener cierta estabilidad en el mediano plazo.
- **Reducción en la generación operativa.** En cuanto al EBITDA del periodo, este totalizó US\$ 84.2 MM, presentando una reducción interanual de -14.3% (-US\$ 14.0 MM), debido a la menor generación de las ventas, a pesar del ajuste por menor compra de energía y potencia debido a que el año previo, la planta se encontraba provisionalmente en mantenimiento, dando un margen de 38.1% (dic-2023: 31.5%).
- **Adecuados niveles de cobertura.** A diciembre de 2024, la deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 223.8 MM, (dic-2023: US\$ 252.8 MM), está constituida en un 82.6% por deuda de largo plazo y 17.4% de deuda de

¹ EEFF Auditados

corto plazo. Cabe precisar que dentro de la deuda de CP, se encuentra el uso de US\$ 20 MM correspondientes a líneas de crédito desde el 2020. En ese sentido, el ratio de cobertura de servicio de deuda (RCS²) se mantuvo en 1.7x (dic-2023: 1.7x), mientras que la Deuda financiera/Ebitda en 2.7x (dic-2023: 2.6x), como resultado de las amortizaciones de las obligaciones de bonos internacionales y la reducción del EBITDA.

- **Adecuados niveles de liquidez:** A diciembre de 2024, el indicador de liquidez general se situó en 1.2x, superior al registrado en diciembre 2023 (1.0x), como resultado del incremento del efectivo por la generación de flujo operativo positivo ante una salida de efectivo menor en el pago a proveedores a comparación de la reducción de los ingresos por venta de la prestación de servicios, además de la amortización de la parte corriente de las obligaciones de bonos permitió que el indicador de liquidez superara lo mostrado el año previo.
- **Indicadores de rentabilidad positivos.** El resultado neto totalizó en una ganancia de US\$ 11.3 MM (-52.1%; - US\$ 12.3 MM), con lo cual el margen neto pasó de 7.6% a 5.1% en diciembre 2024. En línea con ello, los indicadores de rentabilidad se mantuvieron positivos, por lo que ROE y ROA se ubicaron en 3.8% y 1.7% (dic-2023: 7.9% y 3.5%), respectivamente.
- **Declaratoria de precio del gas natural.** A partir de julio 2021, la Corte Suprema de Justicia declaró la nulidad del Decreto 043-2017-EM, el cual estipulaba que las centrales termoeléctricas debían declarar un precio mínimo de la energía respecto al uso del gas natural, precio inferior al precio real de generación de las generadoras. Sin embargo, con dicha nulidad, el precio de gas natural debe incluir los costos asociados a las cláusulas de *take or pay*, con relación los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, principalmente. En ese sentido, a diciembre 2024, el costo marginal se encuentra ubicado en US\$ 30/MWh, promedio anual (dic-2023: US\$ 74/MWh).
- **Soporte de la matriz Colbún S.A.³** Fenix Power Perú forma parte de Colbún Perú y de Inversiones de las Canteras, la cual se encuentra conformada a su vez por Colbún S.A y Platinum Bolt A 2015 RSC Limited. Colbún S.A cuenta con 14% de *market share* en términos de generación, ubicándose en el segundo lugar del SEN de Chile (Sistema Eléctrico Nacional) y posee 28 centrales de generación en Chile y Perú con un capacidad instalada alrededor de los 4,215 MW. Desde mediados de 2019 la Compañía participaba de un *Cash Support Agreement* (CSA), el mismo que ha sido renovado en dos ocasiones y que tuvo validez hasta abril de 2024. Mediante este acuerdo, Inversiones de las Canteras, a través de sus accionistas, le proporcionaría a la Compañía la liquidez necesaria para realizar los pagos de su servicio de deuda en caso no se tuviese la liquidez requerida. A diciembre 2024, no se renovó el acuerdo de CSA.

Factores claves

Factores que podrían conducir a un aumento en la calificación:

- Dado que la Compañía posee la calificación más alta, no se consideran factores que aumenten dicha calificación.

Factores que podrían conducir a una disminución en la calificación:

- Cambios en la regulación vigente del sector eléctrico peruano que afecten los niveles y estabilidad de las ventas, así como los márgenes de la Compañía.
- Pérdida del respaldo patrimonial y salida del grupo económico al que pertenece.
- Elevados niveles de apalancamiento financiero y bajos niveles de cobertura.

Metodología utilizada

La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la "Metodología para Clasificación de Riesgo de Acciones (Perú)" vigente del Manual de Clasificación de Riesgo aprobado en Sesión 04 de Comité de Metodologías con fecha 18 de octubre de 2022.

Información utilizada para la clasificación

1. **Información financiera:** Estados financieros auditados por los periodos 2020-2024.
2. **Riesgo de Solvencia:** Estructura del pasivo, seguimiento de indicadores.
3. **Riesgo Crediticio:** Detalle de las ventas, generación de caja y seguimiento de indicadores.
4. **Riesgo de Liquidez:** Estructura de financiamiento, seguimiento de indicadores.

Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontró limitaciones respecto a la información presentada por la empresa.
- **Limitaciones potenciales Riesgos Previsibles** El crecimiento y desempeño de la Compañía depende del nivel de actividad económica del país, ya que la demanda de energía eléctrica es una variable altamente procíclica⁴. Asimismo, las operaciones de Fénix se encuentran sometidas, entre otros, a las condiciones y normas del marco regulatorio del sector eléctrico en el Perú.

Contexto Económico

La economía peruana registró un crecimiento de 3.3% al cierre del 2024 (dic-2023: -0.6%). Según INEI, esta mejora se explicó por el dinamismo de casi todos los sectores productivos, con excepción de construcción, que registró una caída del 0.88%. Los sectores que lideraron este crecimiento fueron pesca (+76.8%), manufactura (+11.9%) y agropecuario (+7.5%). Estos tres sectores representan más del 70% de la producción nacional.

² RCS²: (EBITDA /Gastos financieros + deuda financiera de corto plazo). Se excluye las líneas de crédito por US\$ 20 MM.

³ El 29 de abril de 2025, Colbún S.A a través de su filial Colbún Perú S.A. firmó un acuerdo de compra para adquirir el 41.379% de la propiedad de Fenix Power Perú S.A., con lo cual alcanzará el 100% de participación en dicha empresa.

⁴ Una variable procíclica crece (disminuye) en el mismo sentido que el crecimiento del PBI, pero haciéndolo a tasas superiores.

En diciembre de 2024, la actividad pesquera creció un 76.8% debido a una mayor cuota de anchoveta, lo que impulsó su aumento anual de 24.9%, mientras que el sector agropecuario también se destacó con un crecimiento del 7.5%, impulsado por la exportación de frutas y mayores cultivos de papa y tomate, alcanzando un incremento anual de 4.9%.

Este buen desempeño en sectores primarios se reflejó en la minería metálica, que creció un 2.0% en diciembre y un 2.0% anual, y en los hidrocarburos, que subieron un 1.5% en el mes, con un crecimiento anual de 2.1%. Paralelamente, la manufactura de recursos primarios, vinculada a la pesca, aumentó un 34.6%, mientras que la manufactura no primaria registró un incremento del 3.7% en diciembre y un 2.5% anual.

En cuanto a servicios, sectores como electricidad, agua, gas y comercio crecieron un 1.7% y un 3.6% respectivamente, mientras que la construcción, aunque con una ligera caída mensual del 0.9%, cerró el año con un incremento del 3.6%. El sector servicios también presentó una notable expansión de 4.7% en diciembre y 3.2% anual. A pesar de la mejora general, la confianza empresarial sigue en ascenso, aunque la inversión privada aún no muestra una recuperación significativa, aunque se prevé que, en los próximos años, crezca gradualmente debido a mejores condiciones financieras y estabilidad política.

PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS PERÚ								
INDICADORES	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (E)***	2026 (E)***
PBI (var. % real)	2.2%	-11.0%	13.6%	2.7%	-0.6%	3.3%	3.0%	2.9%
PBI Minería e Hidrocarburos (var. %)	0.0%	-13.4%	7.5%	0.35%	8.2%	2.0%	2.5%, 7.7%	1.5%, 0.2%
PBI Manufactura (var. %)	-1.7%	-12.5%	18.6%	1.0%	-6.7%	3.9%	2.8%, 3.0%	3.0%, 2.9%
PBI Electr & Agua (var. %)	3.9%	-6.1%	8.5%	3.9%	3.7%	2.4%	3.0%	2.7%
PBI Pesca (var. % real)	-17.2%	4.2%	2.8%	-13.7%	-19.8%	24.9%	2.7%	2.4%
PBI Construcción (var. % real)	1.4%	-13.3%	34.5%	3.0%	-7.9%	3.6%	3.2%	2.0%
Inflación (var. % IPC)*	1.9%	2.0%	6.4%	8.5%	3.2%	2.0%	2.0%	2.0%
Tipo de cambio cierre (S/ por US\$)**	3.36	3.60	3.97	3.81	3.71	3.73	3.75 – 3.80	3.80

Fuente: INEI-BCRP / Elaboración: PCR

*Variación porcentual últimos 12 meses

**BCRP, tipo de cambio interbancario promedio de los últimos 12 meses. Proyecciones: Encuesta de Expectativas BCRP dic-2024.

***BCRP, Reporte de Inflación de dic-2024. Las proyecciones de minería e hidrocarburos están divididas, respectivamente, así como el de manufactura en primaria y no primaria respectivamente.

El BCRP proyecta que la economía tendrá un crecimiento de 3.2% en 2025, lo cual se sustentaría en condiciones climáticas favorables para el desarrollo de la agricultura, la pesca y su manufactura relacionada, así como un entorno de estabilidad sociopolítica y de precios que favorezca la confianza de los agentes del sector privado, con lo cual se prevé se estimule el gasto privado y, con ello, las actividades no primarias. Para el 2026, el producto crecería 2.9% considerando que las condiciones favorables se mantengan y un escenario de estabilidad política durante las elecciones generales de 2026.

Asimismo, el BCRP proyecta que la inflación sería de 2.0% para el 2025, el cual se ubicaría dentro del rango meta incluso hasta el 2026, y que responde a la menor incidencia de los fenómenos climatológicos sobre los precios de los alimentos respecto al año previo, sin embargo, aumenta ligeramente respecto al estimado previo dado que se espera una reversión más lenta en los precios de alimentos.

El balance de riesgos para la proyección de inflación se mantiene neutral. Los riesgos para la proyección incluyen principalmente las siguientes contingencias: (i) el impacto económico contractivo e inflacionario por el escalamiento de medidas comerciales proteccionistas entre las principales economías del mundo; (ii) choques financieros con salida de capitales y presiones al alza sobre el tipo de cambio por incremento en la volatilidad de los mercados financieros por tensiones geopolíticas o situaciones de incertidumbre política en periodo electoral; y (iii) choques de demanda interna por incertidumbre ante un nuevo proceso electoral que podría deteriorar las perspectivas de crecimiento del consumo y de la inversión privada

El déficit fiscal acumulado (últimos 12 meses) subió de -2.8% a -3.6% del PBI entre dic-2023 y dic-2024, debido principalmente a la contracción de los ingresos corrientes por menores pagos a cuenta del impuesto a la renta de personas jurídicas domiciliadas, así como por mayores gastos corrientes del gobierno general relacionados a la capitalización de Petroperú. Ello resulta en el nivel más alto de déficit fiscal de las últimas tres décadas. Se proyecta que el déficit fiscal se reduzca a 2,2 y 1,8 por ciento del PBI en 2025 y 2026.

Contexto del sector de energético local

Perú cuenta con centrales de generación eléctrica tanto de fuentes renovables (hidro, eólica, solar, bagazo y biogás) como no renovables (carbón, petróleo y gas natural). Históricamente la generación era aportada principalmente por las centrales hidroeléctricas; sin embargo, en pro de la diversificación de las fuentes de generación, se lograron instalar nuevas plantas termoeléctricas, en el marco de una nueva matriz energética.

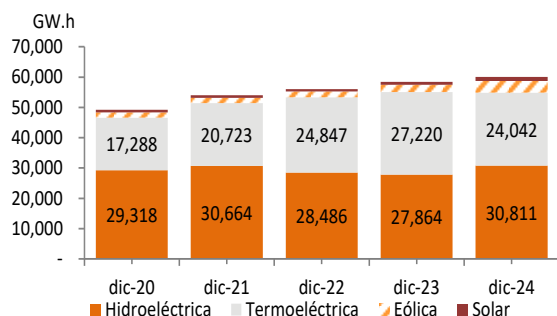
Posteriormente, el Gobierno decidió promover el uso de energías renovables no convencionales a través de las subastas RER (Recursos Energéticos Renovables), lo que ha promovido el ingreso al mercado de nuevas plantas eólicas y solares, cabe destacar que, debido a su mayor coste, estas energías reciben un subsidio para poder operar. Hasta la fecha se han realizado cuatro subastas RER, la última realizada en 2016, y se espera que una quinta subasta sea convocada por el Ministerio de Energía y Minas; sin embargo, aún no hay fecha para ello. Cabe recordar que, para promover este tipo de tecnología, en las subastas se garantizaba un precio por generación para los próximos 20 años. En la medida que el costo de generación de estas tecnologías se fue reduciendo, el precio garantizado registró la misma

tendencia. Con ello, las tecnologías renovables se han vuelto muy competitivas, por lo que ya no se acogen al DL 1002 del 2008 que introdujo las subastas RER.

A dic-2024, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica, que a su vez son integrantes del COES, totalizó en 60,029 GWh, creciendo 2.8% de forma anual (dic-2023: 58,393 GWh) a raíz del continuo desarrollo de actividades relacionado al incremento de producción en las centrales hidroeléctricas, la cual, a dic-2024 se incrementó en 10.6%, totalizando en 30,811 GWh (dic-2023: 27,864 GWh) representando el 51.3% de la producción total al corte de análisis.

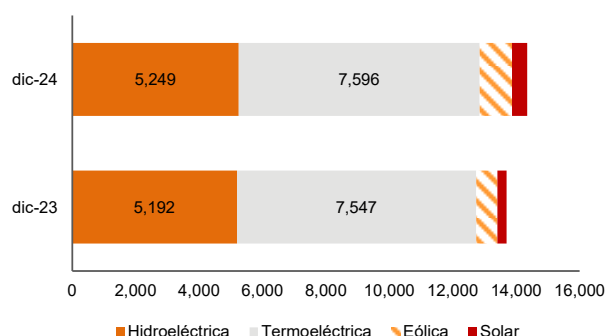
En detalle, la producción de energía eólica registró un incremento del 66.3% totalizando en 3,914 GWh (dic-2023: 2,353 GWh); asimismo la producción de energía solar siguió la misma línea registrando un incremento del 32.0% totalizando 1,262 GWh (dic-2023: 956 GWh), estos dos segmentos registran una participación conjunta del 8.6%. Con ello, lograron mitigar la menor producción de las centrales termoeléctricas, las cuales registraron una contracción del 11.7% en la producción, totalizando en 24,042 GWh (dic-2023: 27,220 GWh) registrando una participación del 40.1%.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE FUENTE – DIC-2024



Fuente: COES / Elaboración: PCR

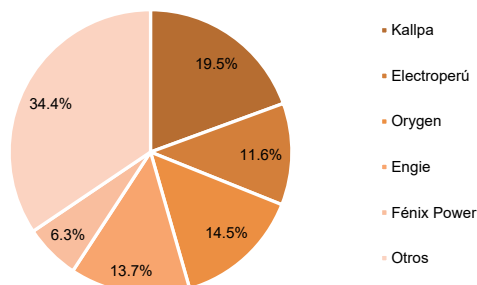
POTENCIA EFECTIVA (MILES DE MW) – DICIEMBRE 2024



Fuente: COES / Elaboración: PCR

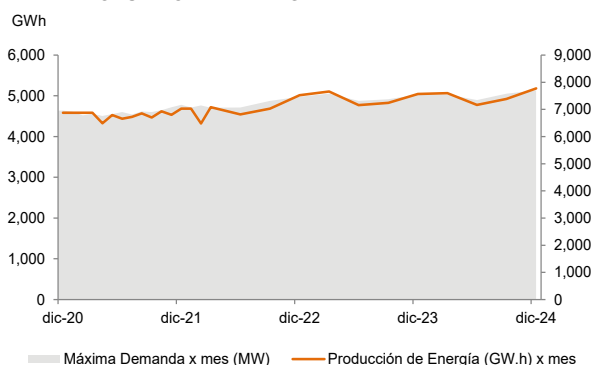
A dic-2024, la potencia efectiva ofertada registró un crecimiento marginal con relación a dic-2023, alcanzando los 14,344 MW (dic-2023: 13,693 MW), debido al crecimiento en centrales termoeléctricas (+49 MW), centrales hidroeléctricas (+57 MW), centrales eólicas (+349 MW) y centrales solares (+196 MW), las cuales representan el 53.0%, 36.6%, 7.1% y 3.3% de la potencia efectiva ofertada, respectivamente. Con ello el margen de reserva⁵ a dic-2024 se ubicó en 86.3% (dic-2023: 81.5%), superando el margen de reserva ideal de entre 30% y 40%.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR EMPRESA – DIC-2024



Fuente: COES / Elaboración: PCR

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MÁXIMA DEMANDA



Fuente: COES / Elaboración: PCR

Por otro lado, al corte de evaluación, el mercado de generación está conformado por 68 empresas generadoras, de las cuales cinco compañías produjeron 65.6% del total de energía eléctrica producida: Kallpa, Orygen Perú, Engie, Electroperú y Fénix Power, representando el 19.4%, 14.5%, 13.7%, 11.6% y el 6.3% del total producido en el SEIN, respectivamente. Respecto al tipo de producción por tipo de generación, de origen hidroeléctrico fue 51.3% (dic-2023: 47.7%), termoeléctrico 40.1% (dic-2023: 46.6%), eólico 6.5% (dic-2023: 4.0%) y solar 2.1% (dic-2023: 1.6%).

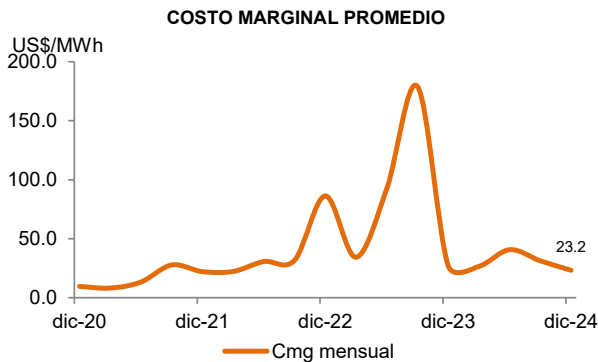
Precios a nivel de generación (PNG):

Los PNG están conformados por tres componentes: a) las tarifas en barra, b) los precios firmes de las licitaciones de largo plazo y c) contratos bilaterales. Los precios en barra son regulados por Osinergmin y calculados en base a los precios básicos de energía, precios básicos de potencia y los peajes de transmisión. Los precios firmes de los contratos

⁵ El margen de reserva se encuentra dividiendo la reserva de potencia entre la máxima demanda del sistema. Cabe destacar que, en abril de 2021, se publicó la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, en la que establece el margen de reserva mínimo para el periodo mayo 2021 a abril 2022 fue de 37.4%. Asimismo, de mayo 2022 a abril 2023, fue 35.0%. Posteriormente, de mayo 2023 a abril 2024, el margen es de 33.9% y; finalmente, para el periodo de mayo 2024 a abril 2025 será de 32.3%.

de mediano y largo plazo que resultan de las subastas realizadas por las empresas distribuidoras, los cuales no podrán exceder en más de 10% a los precios en barra.

En el mercado mayorista, el precio usado es el costo marginal, el cual es definido como el costo incurrido por el SEIN para proveer una unidad adicional de energía determinada cada 15 minutos. Cabe destacar que el costo marginal presenta una mayor variabilidad ya que se ajusta según las demandas de corto plazo de las distribuidoras y de los clientes libres.



Fuente: COES / Elaboración: PCR

Es importante mencionar que, desde junio de 2021 modificaron la tendencia de los costos marginales en el mercado eléctrico peruano, beneficiando a las generadoras con mayores ventas en el mercado spot, pero incrementando costos para los compradores netos⁶. Esto impactó las tarifas reguladas y los precios de contratos PPA⁷, aunque permitió mayor predictibilidad en los precios. Además, la inflación jugó un rol clave al compensar parcialmente los efectos del incremento de costos, especialmente en 2023. El gráfico refleja fluctuaciones significativas en los costos marginales durante el período analizado.

A dic-2024, la tarifa en barra se ubicó en 59.3 US\$/MWh, menor en 3.2% a la tarifa de dic-2023 (61.3 US\$/MWh) mientras que el costo marginal ponderado se ubicó en 23.2 US\$/MWh, con una reducción de 14.1% respecto a dic-2023 (27.0 US\$/MWh).

Proyecciones⁸

De acuerdo con el COES, la proyección de la demanda para el 2025 - 2034, contempla un análisis energético a corto plazo, comprometiendo los periodos desde el 2025 a 2028, con ello estiman que la tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda del SEIN, sería de 3.1% hasta el 2028, adicionalmente, se alcanzaría un incremento promedio anual de la máxima demanda de 270 MW, considerando un escenario de crecimiento medio para la demanda. Esta demanda sería abastecida principalmente por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas a gas natural, con una participación promedio del 52% y 38% respectivamente.

Para el análisis energético a largo plazo, para el 2030 se presentaría congestiones para algunos escenarios de demanda y generación, principalmente en la zona Noroeste, Centro Sierra, Sur Medio y Sur Este con demanda optimista y mayor desarrollo de generación renovable, aunado al desarrollo de generación hidroeléctrica, principalmente para la zona Sur Este. A detalle, el COES estima sobrecargas en la LT 220 kV en las zonas de Pomacocha – San Juan, Abancay – Cotaruse, Suriray – Cotaruse, Pariñas – Valle Chira, sobrecarga en las LT 500 kV Bicentenario – Poroma, sobrecarga en las LT 138 kV Colectora – Poroma y Socabaya – Cerro Verde.

En el largo plazo para el 2034, se presentarían congestiones en las líneas de 220 kV en la zona de Pariñas, Celendín – Cálclit y Cálclit – Belaunde Terry para escenarios de alta demanda con generación hidroeléctrica, finalmente se presentarían congestiones en las líneas de 500kV en escenarios de alta penetración renovable en el Sur Medio.

OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS HACIA EL 2027			
Eólica	Solar	Térmica	Hidroeléctrica
Punta Lomitas (2023)	Clemesí (2023)	Termoeléctrica de Talara (2023)	Centauro Etapa I (2024)
Expansión Punta Lomitas (2023)			Centauro Etapa II (2025)
Wayra Extensión (2024)			San Gabán (2027)
San Juan (2024)			
Ampliación Punta Lomitas (2025)			

Fuente: COES / Elaboración: PCR

En caso no se concreten mayores proyectos de generación, principalmente de energías renovables no convencionales (ERNC), la generación eléctrica con diésel podría dispararse a partir de 2025 y 2026. Es importante mencionar que, si bien existe una reserva de diésel relevante para atender la demanda hasta 2034, la generación

⁶ Compradores netos son las empresas o actores que adquieren más energía de la que producen o venden, es decir, su principal actividad en el mercado eléctrico es la compra de energía para cubrir sus necesidades o compromisos con terceros, en lugar de la venta de energía generada por ellos mismos.

⁷ Acuerdos a largo plazo entre un generador de energía y un comprador, típicamente una empresa, distribuidor o consumidor industrial.

⁸ Fuente: Portal COES – Actualización Plan de Transmisión 2025-2034. Link: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTI#>

eléctrica a base de diésel es la más cara del SEIN, lo que se traduce en mayores costos de producción y, aunque no de manera inmediata, en mayores precios de electricidad para el consumidor final.

Finalmente, con el objetivo de no comprometer un mayor quemado de diésel y cubrir la creciente demanda hacia el 2034, se deben considerar nuevos proyectos de ERNC a partir del 2027; se requeriría que la penetración de las energías eólica y solar en el sistema pase del actual 6% a 22% en 2030 y 28% en 2034, respectivamente.

Cambios regulatorios

1. Costo marginal

En febrero de 2021, el COES presentó su propuesta ante Osinergmin para el cambio del cálculo de los costos, relacionado a la declaración del gas natural en la generación eléctrica. En dicha propuesta el precio pasa de US\$ 1.00 por millón de Giga Joules (GJ) a US\$ 3.30, es decir tres veces mayor. Cabe recordar que, en 2020, el precio promedio del mercado *spot* fue de US\$ 9.30 por MWh (muy por debajo del precio estimado de largo plazo de entre US\$ 25 a US\$ 30); el precio del gas natural solo es una parte del costo marginal de las empresas de generación térmica.

Por su parte en marzo de 2021, el Osinergmin presentó su proyecto de modificación en el cual establece que para la determinación del precio unitario por suministro de combustible (gas natural), no se deberá considerar la información contenida en los comprobantes de pago referidas a las cláusulas *take or pay*. De esta manera el costo del gas natural a través de los contratos *take or pay* ya no serían considerados costos fijos y pasarían a ser considerados costos variables, y por tanto parte del costo marginal.

2. Declaratoria de precio del gas natural

La Corte Suprema declaró que el Decreto 043-2017-EM, con relación a la declaración de precios de los combustibles por parte de las centrales generadoras, es nulo y ordenó al Ministerio de Energía y Minas establecer nuevas disposiciones en base al Decreto 039-2017-EM ya existente. El Decreto 043-2017-EM estipulaba que las centrales térmicas debían declarar un precio mínimo de la energía respecto al uso del gas natural, el cual era muy inferior al precio real de generación de dicho combustible, debido a que excluye de dicha declaración, los costos asociados a las cláusulas de *take or pay* que tienen los contratos de transporte y distribución de gas natural, principalmente. Dicha sentencia indica que no se pueden declarar dos precios distintos: uno en barra (que incluyen todos los costos) y otro para la declaración de precios de gas (orden de despacho de centrales). Cabe mencionar que el fallo de la Corte Suprema no indica cómo se debe regular o de qué manera se debe volver al régimen anterior. En ese sentido, a partir de julio 2021, las empresas generadoras deberán declarar el precio real de gas natural que incluya los costos asociados a los suministros, transporte y distribución de este. En ese sentido, el costo marginal del mercado *spot* se incrementó notablemente desde la aplicación de la norma, pasando de US\$ 13.3/MWh a junio 2021 a US\$ 24.2/MWh en julio 2021.

3. Modificación de los Procedimientos técnicos del COES N° 01 y N° 09

En enero 2024, a través de la Carta COES/D-076-2024, el COES propuso al OSINERGMIN la modificación del Procedimiento Técnico del COES No. 01 (PR-01) "Programación de la Operación de Corto Plazo", el Procedimiento Técnico del COES No. 9 (PR-09) "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN", y el Glosario de Términos. Esta propuesta de modificación tiene como objetivo principal la inclusión de criterios que el COES deberá seguir para la reducción de la generación de Energías Renovables (RER) en casos donde la producción de estas tecnologías en alguna parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) exceda la capacidad de transmisión del sistema.

4. Ley de Hidrógeno Verde

El 24 de marzo de 2024 se publicó en el diario oficial "El Peruano" la Ley N° 31992, que promueve en el Perú el desarrollo integral del hidrógeno verde. Esta norma impulsa actividades como la investigación, producción, transformación, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización, exportación y uso del hidrógeno verde, tanto como combustible como vector energético. Además, la ley dispone que, en un plazo máximo de 180 días desde su entrada en vigencia, se deberá publicar su reglamento, el cual incluirá los criterios necesarios para obtener la certificación de origen verde del hidrógeno.

5. Procedimiento técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de las Instalaciones del SEIN"

El 8 de octubre de 2024 se publicó en el Diario El Peruano el Procedimiento Técnico COES N.º 20, titulado "Ingreso, Modificación y Retiro de las Instalaciones del SEIN". Este procedimiento establece nuevos requisitos para que las centrales ingresen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), incluyendo aspectos como el uso de FACTS para compensación serie en líneas y la configuración de transformadores, entre otros. Además, dispone que las centrales RER que entren en operación comercial a partir del 1 de enero de 2028 deberán contar con inercia sintética. Para implementar esto, el COES deberá presentar hasta el 30 de junio de 2025 un informe técnico con, entre otros elementos, una propuesta del periodo mínimo de contribución de potencia nominal.

6. Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctricas"

El 28 de noviembre de 2024, Osinergmin publicó la opinión del COES sobre los comentarios recibidos de los agentes respecto a la modificación del Procedimiento Técnico COES N.º 17, que regula la determinación de la potencia efectiva y el rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica. Entre los principales cambios propuestos se incluyen:

- La distribución aproximadamente equidistante de las potencias intermedias.
- La inclusión del consumo de combustible en operación en vacío (potencia igual a cero) dentro del informe de Evaluación de Potencia Efectiva y Rendimiento (EPEyR).
- La definición de condiciones de potencia efectiva termoeléctrica por parte del COES, basándose en información recopilada durante los últimos 5 años.

7. Modificación de los Procedimientos técnicos del COES N° 01 “Programación de la Operación de Corto Plazo” (PR-01)” y N° 09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”

El 28 de noviembre de 2024, Osinergmin publicó la opinión del COES sobre los comentarios recibidos de los agentes en relación con la modificación de los Procedimientos Técnicos COES N.º 01 (“Programación de la Operación de Corto Plazo”) y N.º 09 (“Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN”). El objetivo principal de esta propuesta es incorporar criterios que el COES deberá aplicar para reducir la generación de Energías Renovables (RER) en situaciones en las que la producción de estas fuentes supere la capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en determinadas zonas.

8. Modificación a la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley 28832)

El 12 de diciembre de 2024, el Congreso de la República aprobó una modificación a la Ley N.º 28832, que busca fortalecer el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el país. Entre los principales cambios destacan:

- **Servicios Complementarios:** Se incorporan como agentes de mercado a los proveedores de estos servicios, cuya operación y administración será reglamentada por el MINEM. El nuevo mercado entrará en vigencia el 1 de enero de 2026, y los responsables de generar inestabilidad asumirán los costos.
- **Licitaciones del Mercado Regulado:** Se permitirá la compra en bloques de energía y/o potencia, ya sea de forma separada o conjunta, según lo determine el reglamento. Las licitaciones podrán ser de corto, mediano o largo plazo, con un tope de 15 años de duración por contrato. También se habilita la firma de contratos bilaterales dentro de los límites permitidos.
- **Precios de Tarifa en Barra:** El precio en barra fijado por Osinergmin no podrá diferir en más de 10% respecto al promedio ponderado de los precios libres y regulados, con fecha de corte al 31 de marzo de cada año.
- **Coexistencia de Contratos:** Se asegura que la distribución de energía o potencia consumida respete los términos de los contratos vigentes.
- **Adecuación normativa:** El MINEM y Osinergmin deberán adecuar la normativa correspondiente en un plazo máximo de 120 días calendario desde la entrada en vigencia de la ley.

9. Ley de Beneficios Tributarios

El 29 de diciembre de 2024, se publicó en el diario oficial El Peruano la Ley N.º 32217, que extiende hasta el 31 de diciembre de 2030 el beneficio de depreciación acelerada del Impuesto a la Renta para los activos fijos de proyectos de energías renovables no convencionales e hidroeléctricas.

Análisis de la Institución

Reseña

Fenix Power Perú S.A. (en adelante “la Compañía”) se constituyó mediante Escritura Pública de fecha 15 de setiembre de 2004. Inicialmente, el Grupo panameño *Lakas*, obtuvo la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental a través de la sociedad Egechilca. Posteriormente fue adquirida por AEI (*Ashmore Energy International*) como accionista mayoritario y el Grupo *Lakas S.A.*, denominándose como Fenix Power Perú. Desde el 18 de diciembre de 2015 fue adquirida como subsidiaria de Colbún S.A (Chile), la cual a través de Inversiones de Las Canteras S.A posee el 58.6% de las acciones de la Compañía, pasando a denominarse como Fenix y adoptando la identidad corporativa de Colbún.

La Compañía tiene como objeto dedicarse a las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica a empresas, clientes libres finales y al mercado spot dentro del territorio peruano, que constituyen parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Cuenta con una central de generación termoeléctrica, cuya ubicación se encuentra en Las Salinas – Chilca, provincia de Cañete, con un inicio de operaciones en diciembre 2014.

A diciembre 2024, la Compañía está evaluando proyectos renovables (eólicos y solares) para aumentar su capacidad instalada, los cuales están en fase de factibilidad. Por otro lado, se constituyó una subsidiaria el 27 de octubre de 2020, de la cual cuenta con un 99.9% de participación, y está enfocada en la desalinización de agua de mar para potabilización, conducción, comercialización y provisión en el servicio de agua a través de SEDAPAL. A la fecha de emisión del presente informe, la subsidiaria aún no ha iniciado operaciones y se encuentra a la espera de que SEDAPAL complete la propuesta de requerimiento de agua y preparar las bases para una futura subasta, lo que podría implicar modificaciones en la ley de compra de agua en bloque.

Grupo Económico

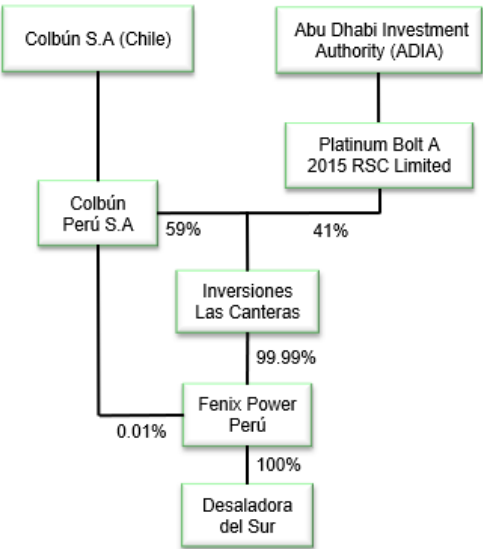
A diciembre de 2024, Colbún es el principal accionista de Fenix Power Perú. Ha mantenido una participación del 59% y es la encargada de operar la planta de generación. El porcentaje restante pertenece a la empresa de infraestructura Platinum Bolt A 2015 RSC Limited con el 41%, quien es propiedad total de la Autoridad de Inversiones de Abu Dhabi (ADIA). Recientemente, Colbún anunció la adquisición del 41% de participación de ADIA por USD 67 MM, sujeta a las autorizaciones y aprobaciones regulatorias habituales, lo cual le permitirá tener el control total de Fenix Power Perú.

Colbún S.A, es una compañía chilena que tiene como objeto la generación y comercialización de energía eléctrica, cuenta con 14% de *market share* en términos de generación, ubicándose en el segundo lugar del SEN de Chile (Sistema Eléctrico Nacional) y posee 28 centrales de generación en Chile y Perú con un capacidad instalada

alrededor de los 4,215 MW distribuidos en distintos tipos de tecnologías de generación, incluyendo soluciones de electromovilidad, energía distribuida, eficiencia energética y almacenamiento, entre otras.

Por su parte, *Platinum Bolt* es un fondo soberano de inversión, subsidiaria controlada por *Abu Dhabi Investment Authority* (ADIA), la cual cuenta con una amplia experiencia en inversiones.

GRUPO ECONÓMICO (DICIEMBRE 2024)



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Accionariado, Directorio y Plana Gerencial

A diciembre de 2024, el accionariado de la Compañía se encuentra compuesto por dos accionistas, Inversiones de las Canteras S.A quien posee el 99.99% de las acciones representativas de su capital social y Colbún Perú S.A con el 0.01%. Asimismo, el capital social totalmente suscrito y pagado de la Compañía asciende a US\$ 253.6 MM, representado por 1,130,393,579 acciones con un valor nominal de S/ 0.44 por acción.

ACCIONARIADO – DICIEMBRE 2024	
Accionista	Participación
Inversiones de las Canteras S.A.	99.99%
Colbún S.A.	0.01%
Total	100.00%

Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

El Directorio está conformado por seis (06) miembros y es presidido por el Sr. Juan Miguel Cayo, CEO de Fenix desde el 2016, y quien cuenta con más de 15 años de experiencia en el sector electricidad y con un *Master* en Economía por *Georgetown University*.

RELACIÓN DE DIRECTORIO Y PLANA GERENCIAL (DICIEMBRE 2024)

Directorio	Cargo	Plana Gerencial	Cargo
Juan Miguel Cayo	Presidente	Juan Miguel Cayo	Gerente General
Thomas Keller Lippold	Director	Dante Olcese	Gerente de Administración y Finanzas
Juan Camargo	Director	Alejandro Galarza	Gerente de Planta
Juan Salinas	Director	Edgar Contreras	Gerente de Mercado
David Andrés Jana Bitrán	Director	Roxana Aliaga	Gerente de As. Corporativos
Jose Ignacio Escobar Troncoso	Director	Iván Quiroz	Gerente de Energías Renovables
		Silvia Jimenez	Gerente de Ventas y Gestión de Clientes

Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Planes estratégicos

Fenix tiene como objetivo alcanzar los 500 MW de capacidad instalada de energía renovable hacia el 2030, a través de una estrategia eficiente en cuanto a cuota de mercado y cifras financieras. El *pipeline* de Fenix está conformado por 5 proyectos de energía renovable, los cuales se encuentran bajo estudio de los principales factores para determinar los proyectos más eficientes y rentables.

Proyecto	Energía	Capacidad (MW)	Situación
Bayóvar	Eólica	250/410 MW	EIA aprobado
Naylamp	Eólica	238 MW	En estudio de factibilidad
Tres Quebradas	Eólica	238 MW	EIA en proceso
Pampa	Eólica	540 MW	En estudio de factibilidad
Algarrobal	Solar	250/150 MW	En estudio de factibilidad

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Responsabilidad Social Empresarial y Gobierno Corporativo

Respecto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresarial, Fenix realizó un proceso formal de identificación de grupos de interés y producto de este proceso, ha llevado a cabo acciones de participación con sus grupos de interés, las mismas que forman parte de políticas y programas formales. Al respecto, la empresa tiene diversos

espacios y canales de comunicación con cada grupo de interés con el objetivo de promover una relación de largo plazo basada en la confianza, transparencia y valor compartido. Cuenta con programas y/o políticas formales que promueven la eficiencia energética, así como programas y/o políticas formales que promueven la gestión de residuos. Al respecto, Fenix cuenta con 3 proyectos de reutilización y reaprovechamiento de residuos: "Reciclaje para Aniquem" se dona cartón, papel, plástico, aceite, chatarra y residuos electrónicos para la recuperación de niños quemados, Proyecto de compostaje les permite reciclar nuestros residuos orgánicos de la poda para darle un uso más ecoamigable y una planta de tratamiento de aguas residuales domésticas.

Asimismo, cuentan con un Plan Operativo Anual de responsabilidad social con la comunidad que incluye la implementación de actividades para el continuo diálogo, así como una serie de proyectos de inversión social, entre los que se destacan: Agua de Mar que Transforma Vidas (programa bandera de responsabilidad social que consiste en la producción y entrega gratuita de agua potable, en beneficio de más de 7 mil vecinos de Chilca), Anemia Cero: programa de salud para la prevención y control de la anemia en Chilca, Yo tengo Energía: programa de bienestar para adultos mayores, que busca capacitarlos en habilidades técnicas y darles un acompañamiento psicológico, con el fin de contribuir en su inserción socioeconómica y su bienestar integral, entre otros.

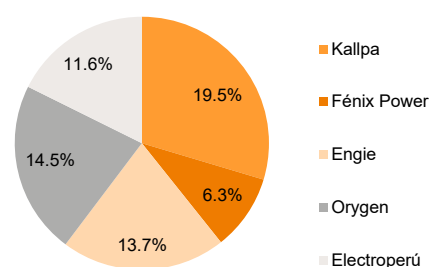
Respecto a sus prácticas de Gobierno Corporativo, la Compañía, Fenix mantiene un tratamiento igualitario con sus accionistas, los cuales poseen similares derechos de voto. La Compañía cuenta con un Estatuto de la Sociedad en el cual se especifica el manejo de las juntas de accionistas. Cuenta con un Reglamento de Directorio y sus miembros poseen más de 10 años de experiencia. De otro lado, los estados financieros auditados recibieron una opinión favorable por parte del auditor externo. La empresa cuenta con un Código de Ética.

Operaciones

Posición Competitiva

Fenix Power Perú se ubica como una de las principales compañías de generación eléctrica en el Perú, permitiéndole suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. A diciembre 2024, la Compañía posee el 6.3% de *market share* de empresas generadoras de energía, ubicándose en el quinto lugar (dic-2023: 5.8%).

PRODUCCIÓN ACUMULADA (GWh) - DICIEMBRE 2024



Fuente: Osignermin / Elaboración: PCR

Central Termoeléctrica Fenix

A partir de diciembre 2014, la central termoeléctrica, ubicada en el Centro Poblado Menor Las Salinas, distrito de Chilca, provincia de Cañete, inició operaciones con una potencia instalada de 575 MW, el cual significó una inversión de US\$ 900 MM. Como parte de generar energía a costos eficientes, la ubicación se encuentra cerca del gasoducto de Camisea y de la subestación eléctrica Chilca. Asimismo, la central está compuesta por el uso de tecnología de ciclo combinado; es decir utilizando gas natural y vapor de agua a través de dos turbinas General Electric de combustión a gas natural (que generan el 33.33% cada una, de la potencia de la planta), una turbina General Electric a vapor (genera el 33.33% restante de la potencia de la planta) y dos calderos recuperadores de calor.

A detalle, la central termoeléctrica utiliza el gas natural en dos turbinas de combustión para generar el 67% de la energía de la planta. Después de que el agua de mar ha pasado por un proceso de desalinización y desmineralización, mediante el calor generado se calienta el agua de mar para producir el vapor. Posteriormente, producto de ello, la turbina a vapor genera el 33% de energía resultante sin necesidad de hacer uso de combustible adicional. Adicionalmente, con el fin de contribuir con un mejor aprovechamiento de los recursos naturales, el agua de mar que es utilizada para la producción de energía representa el 20% del agua (500 m³/día) recaudada por las tuberías. El 80% restante (2000 m³/día), es utilizada como agua potable para el uso de la población local.

Por otro lado, la central de generación eléctrica ha sido considerada como Activo Crítico Nacional según el Decreto Supremo 007-2019-DE, mediante el cual, forma parte de aquellos recursos, infraestructuras y sistemas que son esenciales e imprescindibles para satisfacer las necesidades vitales de la población peruana. Por lo que garantizar el óptimo funcionamiento de la central es de alta prioridad para la compañía.

Para la producción termoeléctrica, la Compañía utiliza principalmente gas natural como insumo principal, para lo cual firmó con Pluspetrol (suministro), Transportadora de Gas del Perú – TGP (transporte) y Gas Natural de Lima y Callao – Calidda (distribución) un contrato el 10 de diciembre de 2012 (el servicio se inició en abril 2013), mediante

el cual, esta brinda el servicio de distribución de gas desde el City Gate en el distrito de Chilca, para ello ha instalado una Estación de Regulación y Control (ERC), ducto de acero. El contrato posee una duración de 20 años (con un remanente de 09 años contados a partir desde el 2024), por un volumen de 84.1 MMpcd (millones de pies cúbicos por día). Adicionalmente, incluye un *Take or Pay* del 100% equivalente a 84.1 MMpcd el cual debe ser pagado en el mes del servicio. La tasa de interés asociada al arrendamiento financiero asciende a un 7% anual. La Compañía mantiene como reserva de emergencia la provisión de petróleo para la generación de energía en caso de presentarse problemas para generar electricidad con gas natural.

Adicionalmente, posee un contrato firmado con el Consorcio Transmantaro S.A, desde el 20 de agosto de 2010 (el servicio se inició el 28 de marzo de 2013), mediante el cual el Consorcio presta los servicios de operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 8 KM de la subestación Chilca a la planta térmica de la Compañía. El contrato tiene una duración de 20 años (con un periodo restante de 09 años), con una tasa de interés anual de 12%.

Planta de Hidrógeno Verde

Cabe mencionar que durante el 2024 ocurrió un hito importante, en donde la Compañía inauguró la primera planta de hidrógeno verde en la central termoeléctrica ubicada en Chilca. Este proyecto representa un avance clave hacia la transición energética y la descarbonización de procesos industriales, al sustituir completamente el uso de hidrógeno gris por hidrógeno verde (8,000 m³/año).

El hidrógeno verde es un vector energético producido a partir de energías renovables, a través de un proceso denominado electrólisis, el cual utiliza agua y electricidad limpia para separar las moléculas en hidrógeno y oxígeno. A diferencia del hidrógeno gris o azul, el verde no genera emisiones contaminantes ni durante su producción ni durante su uso final.

Tipos de Hidrógeno:

- Hidrógeno gris: Producido con combustibles fósiles (alta emisión de CO₂).
- Hidrógeno azul: Similar al gris, pero con captura de carbono.
- Hidrógeno verde: Producido mediante energía renovable; 100% libre de emisiones.

Detalles técnicos del proyecto

La planta, instalada en la central térmica de Fenix en Chilca, está compuesta por tres componentes clave:

1. **Planta de tratamiento de agua:** Utiliza agua de mar desmineralizada, logrando una operación con huella hídrica cero.
2. **Planta solar fotovoltaica:** Conformada por 190 paneles solares, genera energía renovable destinada a alimentar el proceso de electrólisis.
3. **Electrolizador:** Equipado con tecnología de punta, permite separar el agua en hidrógeno y oxígeno, produciendo 8,000 m³ de hidrógeno verde al año.

El hidrógeno generado se emplea para cubrir internamente las necesidades de refrigeración de los generadores de la planta térmica, reemplazando al 100% el hidrógeno gris utilizado previamente, y también abastece el edificio administrativo. Entre los beneficios se encuentran:

1. Reducción de 900 toneladas de CO₂ al año.
2. Ahorro de US\$ 50,000 anuales por autoabastecimiento de hidrógeno.
3. Producción con huella hídrica cero, utilizando agua de mar desmineralizada.

Capacidad y Generación de Energía

La Central Termoeléctrica Fenix posee una potencia instalada de 575 MW. A diciembre 2024, la potencia efectiva total de la planta asciende a 572 MW y ha mantenido una disponibilidad promedio del 94.1% a lo largo de 2024 debido a que la planta estuvo en mantenimiento anual del 13 al 29 de febrero de 2024, y en octubre se realizaron trabajos y mediciones en la turbina de vapor durante 7 días. Por otro lado, el factor de planta promedio durante el 2024 se ubicó en 75.6% debido a que la planta no estuvo generando a su máxima capacidad durante varios meses, con períodos de baja utilización. Cabe indicar que el factor de planta es mayor en el período de estiaje (entre los meses junio y noviembre) y menor en avenida (entre diciembre y mayo), ya que al ser una planta térmica despacha después de las plantas hidroeléctricas.

Asimismo, la producción de energía de Fenix mostró un importante crecimiento, en línea con la recuperación de la demanda y la eliminación de diversas restricciones. A diciembre 2024, la producción de energía mostró un incremento de +11.8% respecto al cierre de dic-2023, totalizando 3,805.4 GWh; cabe indicar que, en el 2023 la central no se encontraba disponible entre abril y junio por las demoras en el mantenimiento anual, además de la mayor generación hidroeléctrica del sector; sin embargo, los precios promedio de contratos PPA de clientes regulados y no regulados, y precio spot, mostraron un avance importante desde la declaratoria del precio del gas natural que permitió mitigar parcialmente la reducción en la producción de energía en el 2023.

Central	Ubicación	Factor de Planta (%) *		Disponibilidad (%) *		Potencia Efectiva (MW)	
		Dic-23	Dic-24	Dic-23	Dic-24	Dic-23	Dic-24
Central Termoeléctrica Fenix	Lima - Chilca	67.5%	75.6%	79.7%	94.1%	572	572

* Promedio de los últimos 12 meses

PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA

	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Producción (GWh)	2,886.9	3,439.0	4,334.1	3,404.4	3,805.4
Volumen de venta de energía (GWh)	3,252.8	3,529.1	4,279.0	3,317.6	3,713.4

Fuente: Fenix Power Perú/ Elaboración: PCR

Clientes, proveedores y contratos de suministro

La venta de energía se realiza a clientes regulados, clientes libres y al mercado spot. En este último, se dan transferencias de potencia y energía entre generadoras al costo marginal de la energía y potencia.

A diciembre 2024, la cartera de clientes se encuentra diversificada entre diversas industrias. Entre los principales clientes regulados que poseen contratos de largo plazo se encuentran: Grupo Distriluz conformado por Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina, COELVISAC, Pluz Energía, Luz del Sur, y SEAL (Sociedad Eléctrica del Sur Oeste). A detalle, el plazo de los contratos es como sigue:

- Para Pluz Energía fluctúa entre 12 y 16 años (con vencimientos hacia el 2030) y la capacidad contratada está entre 1.0 MW y 47.6 MW.
- Para Luz del Sur fluctúa entre 14 y 16 años (con vencimientos hacia el 2030) y la capacidad contratada está entre 14.4 MW y 52.3 MW.
- Para Grupo Distriluz fluctúa en 9 años (con vencimiento hacia el 2032) y la capacidad contratada está entre 10.9 MW.
- Y para Coelvisac fluctúa en 4 años (con vencimiento hacia el 2026) y la capacidad contratada está entre 6.3 MW.

Actualmente, la Compañía mantiene contratos de suministro de electricidad con 74 clientes (dic-2023: 54 clientes), de los cuales **7 son clientes regulados (distribuidores)**, **4 clientes generadoras** de electricidad entre los que se encuentran CELEPSA, Atria Energía, Huaura Power y Egesur; y **63 son clientes libres**, entre los que destacan Volcan Compañía Minera, Pamosa, Minera Luren, Grupo Patio, Chavimochic, entre otros.

Respecto a los nuevos contratos firmados en 2024, destacan acuerdos con empresas como Volcan (114.2 MW promedio), Electro Oriente (110.5 MW), y Distriluz ML (25.0 MW), entre otros. Estos nuevos PPAs tienen plazos que oscilan entre 2 y 10 años, lo que permite a la empresa mantener cierta estabilidad en el mediano plazo.

Por otro lado, los principales proveedores de la Compañía son Pluspetrol, Transportadora de Gas de Perú (TGP) y Calidda para el suministro, transporte y distribución de gas natural, respectivamente. A diciembre 2024, se tiene costo de suministro de gas por US\$ 119.9 MM (dic-2023: US\$ 111.6 MM), explicado por los contratos con TGP, Pluspetrol y Calidda.

Infraestructura e inversiones

Las inversiones de Fenix Power Perú están orientadas a mantener la fiabilidad de suministro y maximizar la eficiencia en la producción de energía. La Compañía ha venido realizando diversas actividades asociadas a la operación y mantenimiento de sus instalaciones en línea con su plan de inversiones.

A diciembre 2024, el valor de las inversiones en inmuebles, maquinarias y equipo totalizaron en US\$ 397.1 MM, presentando una disminución interanual de -4.0% (-US\$ 16.8 MM), el cual está conformado por maquinarias, Edificios y Construcciones en proceso. El *capex* de la compañía está conformado totalmente por los gastos de mantenimiento y operación de la planta. Durante el 2020, se realizó un desembolso aproximado de US\$ 20.0 MM relacionado al pago de siniestros en una de las turbinas, los cuales fueron recuperados casi en su totalidad por el seguro. A diciembre 2024, el *capex* ascendió a US\$ 10.0 (dic-2023: US\$ 19.9), el cual fue destinado en su totalidad al mantenimiento de la planta.

El monto de los activos por derechos de uso totalizó US\$ 79.9 MM (dic-2023: US\$ 89.9 MM), correspondiente principalmente a los pasivos por arrendamientos generados por los contratos registrados con Consorcio Transmantaro S.A y Calidda. Al respecto, el acuerdo con el Consorcio Transmantaro establece que dicha compañía se encargará de operar y mantener una línea de transmisión de 8 KM, desde la subestación de Chilca hasta la planta térmica de la compañía. El contrato tiene una duración total de 20 años, con un remanente de 9 años. Además, está comprometido a construir las instalaciones necesarias para ofrecer este servicio de transmisión. El contrato fue firmado el 20 de agosto de 2010 y el servicio comenzó el 28 de marzo de 2013. El contrato devenga intereses a una tasa anual de 12%. Por otro lado, el acuerdo con Calidda establece que proporcionará el servicio de distribución de gas desde el City Gate en Chilca, para lo cual ha instalado una estación de regulación y control y un ducto de acero. El contrato tiene una duración de 20 años, con un remanente de 9 años, y cubre un volumen de 84.1 millones de pies cúbicos (MMpc) de gas. Este acuerdo incluye una cláusula "Take or Pay" que obliga a pagar el 100% del volumen, equivalente a 84.1 MMpc, mensualmente. La tasa de interés asociada al arrendamiento financiero es del 7% anual. El contrato fue firmado el 10 de diciembre de 2012 y el servicio comenzó en abril de 2013.

A detalle, la operación y mantenimiento de la línea de transmisión totalizó US\$ 6.9 MM (dic-2023: US\$ 7.8 MM) y el derecho de uso del ducto Calidda en US\$ 72.8 MM (dic-2023: US\$ 81.9 MM).

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

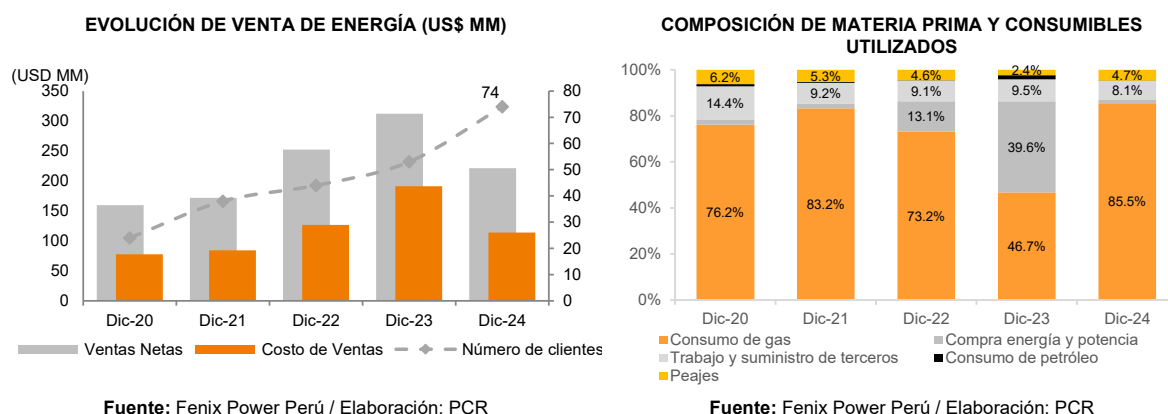
Fenix forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Asimismo, con el objetivo de realizar una tarificación económicamente eficiente, la regulación eléctrica distingue conceptualmente entre energía y potencia. En ese sentido, la energía posee una tarificación en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh), mientras que la potencia cuenta con una tarificación en unidades monetarias por unidad de potencia/unidad de tiempo (KW-mes).

De esta manera, la Compañía cerró el 2024 con ventas por US\$ 221.0 MM, registrando una reducción de -29.2% (-US\$ 91.2 MM), debido a la reducción del costo marginal por el regreso de la generación hidroeléctrica y la menor dependencia de la generación térmica por la reactivación de las plantas térmicas que estuvieron fuera de servicio en el 2023. Al respecto, el 78.1% de los ingresos corresponde a la venta de energía, 16.3% a la venta de potencia, y otros ingresos por 5.6%. En ese sentido, los ingresos provenientes de los clientes PPA regulados totalizaron US\$ 72.8 MM, representando el 42.2% del total (dic-2023: 48.6%), PPA No Regulados con US\$ 63.9 MM con el 37.0% (dic-2023: 28.9%), y ventas Spot por US\$ 35.9 MM con el 20.8% (dic-2023: 22.5%).

Por tipo de cliente, se observa que el 40.7% corresponde a ingresos provenientes de empresas distribuidoras (dic-2023: 51.1%), clientes industriales con 34.2% (dic-2023: 27.7%), y empresas generadoras con 19.5% (dic-2023: 18.5%), el 5.6% restante corresponde a otros ingresos. A detalle, se observa que los principales clientes de la compañía en términos de ingresos totales son Luz de Sur con US\$ 55.8 MM (25% del total), Pluz Energía con US\$ 29.9 MM (14%), Volcan Compañía Minera con US\$ 19.5 MM (9%), Compañía Eléctrica El Platanal con US\$ 12.7 MM (6%), Electroperú con US\$ 12.4 MM (6%), Empresa Administradora Cerro con US\$ 8.5 MM (4%), Empresa de Generación Huallaga con US\$ 7.0 MM (3%) y Orygen Perú con US\$ 6.4 MM (3%), entre otros (menores a 2%).

Por otro lado, los costos de ventas sumaron US\$ 114.0 MM, registrando una reducción de -40.4% (-US\$ 77.3 MM) respecto de diciembre 2023. Cabe mencionar que durante el 2023 se produjo un incremento en la compra de energía y potencia debido a la demora en los mantenimientos que realiza General Electric en la planta de generación, es por ello que a diciembre 2024 este totalizó US\$ 2.0 MM, siendo menor a lo registrado en dic-2023 (US\$ 77.4 MM). Asimismo, el consumo de petróleo se redujo a US\$ 23 miles (dic-2023: US\$ 3.4 MM), como resultado de que en el 2023 surgió la necesidad de producir energía a través del diésel debido al mantenimiento de Pluspetrol realizado del 25 al 31 de julio 2023 que imposibilitó la generación a gas.

Considerando los gastos fijos en US\$ 22.9 MM (dic-2023: US\$ 22.7 MM) y los gastos por depreciación y amortización en US\$ 35.8 MM (dic-2023: US\$ 35.7 MM), el resultado operativo se ubicó en US\$ 48.4 MM (-22.6%), con un margen operativo de 21.9% (dic-2023: 20.0%). Por otro lado, el EBITDA totalizó US\$ 84.2 MM, presentando una reducción de -14.3% (-US\$ 14.0 MM) respecto al año 2023 debido principalmente a los menores ingresos; lo que derivó en un Margen EBITDA de 38.1% (dic-2023: 31.5%).

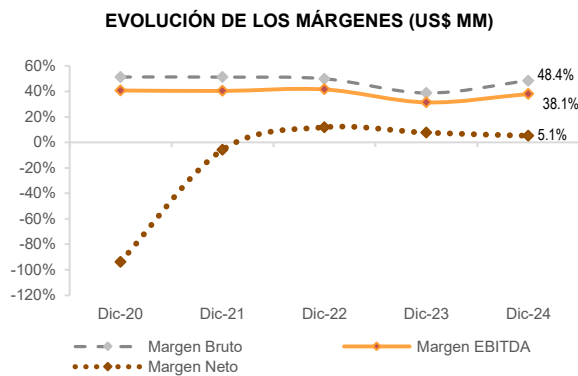


Rendimiento Financiero

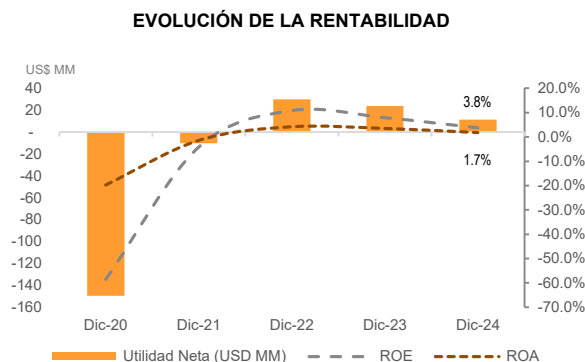
Los ingresos financieros se ubicaron en US\$ 2.2 MM (dic-2023: US\$ 2.0 MM), compuestos principalmente por ingresos por intereses de fondos invertidos por la Compañía. Por su parte, los gastos financieros alcanzaron los US\$ 21.0 MM (dic-2023: US\$ 23.1 MM), presentando una reducción -9.0% (-US\$ 2.1 MM), conformado por los intereses de los bonos emitidos en el mercado internacional, seguido de los intereses por los pasivos de arrendamiento (*leasing* con Calidda y Consorcio Transmantaro), otros gastos bancarios; y una diferencia cambiaria de -US\$ 0.2 MM (dic-2023: US\$ 0.2 MM).

En ese sentido, el Resultado Antes de Impuestos totalizó una utilidad de US\$ 20.8 MM, ubicándose por debajo del año anterior en -35.6% (-US\$ 11.5 MM). Con ello, el resultado neto totalizó en una ganancia de US\$ 11.3 MM (-52.1%; -US\$ 12.3 MM).

Debido a ello, el margen neto pasó a ubicarse en 5.1% (dic-2023: 7.6%), y los indicadores de rentabilidad registraron, un ROE y ROA de 3.8% y 1.7%, (dic-2023: 7.9% y 3.5%), respectivamente.



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR



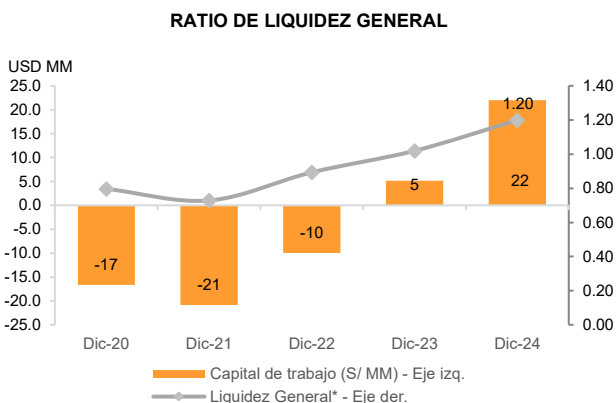
Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Liquidez

A diciembre 2024, el nivel de efectivo de la Compañía presentó un incremento interanual de +9.2%, alcanzando los US\$ 50.1 MM, conformado principalmente por instrumentos líquidos correspondientes principalmente a inversiones en fondos mutuos de renta fija en dólares; otros activos no financieros se incrementaron en +91.0% (+ US\$ 3.2 MM), el cual representa el contrato de suministro con PAMOLSA (con vencimiento en el 2026) en donde Fenix acordó una retribución por US\$ 4.7 MM por la elección y contratación como proveedor del suministro de electricidad, asimismo, en este rubro se reconoce el pago de la opción con Luz del Sur y Enel desde enero 2024. Estas opciones corresponden a pagos realizados por Fenix al momento de suscribir una adenda para extender los contratos de suministro con las distribuidoras por 7 años adicionales (2024 – 2030); mientras que se produjo un incremento de inventarios (+26.7%; +US\$ 2.5 MM), principalmente para la adquisición de repuestos para el mantenimiento de la planta; sin embargo, las cuentas por cobrar a deudores comerciales mostraron una reducción de -12.1% (-US\$ 3.8 MM).

Por el lado del pasivo corriente totalizó US\$ 77.3 MM, presentando una reducción interanual de -10.8% (-US\$ 9.4 MM), explicado por la amortización de obligaciones financieras correspondientes a préstamos con entidades bancarias y a la emisión de bonos en el mercado internacional⁹, además de las cuentas por pagar comerciales que presentaron una reducción de -3.8% (-US\$ 0.8 MM), totalizando US\$ 19.7 MM, que incluyen las provisiones por transporte de gas y compras de energía; sin embargo, se registran otros pasivos no financieros que totalizaron US\$ 6.7 MM que corresponden a ingresos diferidos por venta a la minera Volcan y pasivos por arrendamientos por US\$ 9.6 MM.

Debido a lo explicado anteriormente, el indicador de liquidez general se situó en 1.2x, superior al registrado en diciembre 2023 (1.0). Cabe mencionar que Fenix cuenta con una línea de crédito no comprometida por US\$ 108 MM, de los cuales se han utilizado únicamente US\$ 20 MM.



Fuente: Fenix Power Perú / Elaboración: PCR

Adicionalmente, la compañía generó un flujo de caja operativo de US\$ 82.4 MM (dic-2023: US\$ 73.5 MM), explicado por una salida de efectivo menor en el pago a proveedores a comparación de la reducción de los ingresos por venta de bienes y prestación de servicios. Esto aunado a la reducción de las actividades de inversión que demandó una salida de efectivo por US\$ 10.0 MM (dic-2023: US\$ 19.8 MM) y a las actividades de financiamiento de US\$ 68.2 MM (dic-2023: US\$ 57.9 MM), que se incrementaron por el pago de dividendos por US\$ 10.0 MM, generando un flujo neto positivo de US\$ 4.3 MM (dic-2023: -US\$ 4.2 MM), incrementando en ese sentido su posición de liquidez.

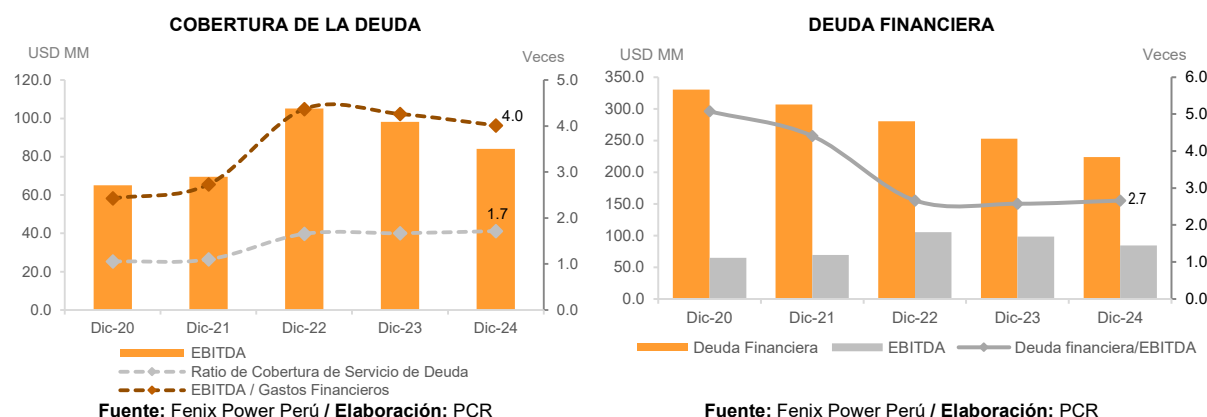
Solvencia / Cobertura

A diciembre de 2024, la deuda financiera de la compañía totalizó US\$ 223.8 MM (dic-2023: US\$ 252.8 MM), esta estuvo constituida en un 82.6% por deuda de largo plazo y 17.4% de corto plazo, y representando el 63.7% del

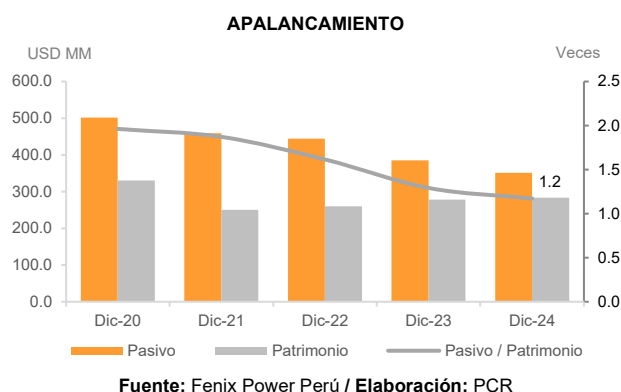
⁹ Emisión de bonos por US\$ 340.0 MM en el 2017 a un tasa fija de 4.3% por un plazo de 10 años.

pasivo total. Cabe destacar que la Compañía ha utilizado líneas de crédito bancarias por US\$ 20 MM de un disponible de US\$ 108 MM desde el 2020.

En ese sentido, el ratio EBITDA / Gastos financieros se ubicó en 4.0x (dic-2023: 4.3x), y el ratio de cobertura de servicio de deuda (RCSD)¹⁰ se mantuvo en 1.7x (dic-2023: 1.7x), esto asociado al menor nivel de EBITDA y como resultado de la amortización de los de bonos internacionales y los pasivos por arrendamientos, y que derivaron adicionalmente en que el ratio Deuda Financiera/EBITDA se ubique en 2.7x (dic-2023: 2.6x).



Por otro lado, el apalancamiento de la compañía presentó una ligera reducción de 1.3x a 1.2x a diciembre 2024, por la amortización de las obligaciones con los bonos internacionales y el *leasing* con el Consorcio Transmataro y Calidda, mientras que mantiene un nivel de patrimonio de US\$ 300.2 MM, viéndose incrementado por la constitución de mayores reservas legales. Cabe mencionar que en JGA se aprobó la distribución de dividendos por US\$ 10.0 MM, pagándose el 28 de octubre de 2024.



Instrumentos Clasificados

Acciones Comunes

Las acciones comunes se caracterizan por (i) permitir al accionista obtener rendimientos tanto por pago de dividendos como por incremento del precio en el mercado bursátil, y (ii) otorgar el derecho a voto en las decisiones de la Compañía, en proporción directa a su participación. El precio de la acción está muy ligada a las perspectivas de desarrollo de mediano plazo de la economía, dado que el consumo de electricidad es un indicador del crecimiento económico.

A diciembre 2020 el Capital Social estaba representado por 1,130,393,579 acciones comunes con un valor nominal de S/ 0.94 por acción. Asimismo, en Junta Obligatoria Anual de fecha 31 de marzo de 2021 se acordó reducir el Capital Social bajo la modalidad Restablecimiento del equilibrio entre el Capital Social y el Patrimonio Neto disminuidos por consecuencia de pérdidas. Debido a ello, el capital se reduce en US\$ 171.5 MM correspondiente al monto de pérdidas acumuladas al 31 de diciembre de 2020.

Al 31 de diciembre de 2024, el Capital Social de la Compañía totalmente suscrito y pagado se mantiene en US\$ 253.6 MM representado por 1,130,393,579 acciones comunes de valor nominal S/ 0.44 cada una, gozando todas de iguales derechos y prerrogativas.

¹⁰ RCSD: (EBITDA /Gastos financieros + deuda financiera CP+ pasivos por arrendamiento CP). No incluye conceptos por líneas de crédito.

Pago de Dividendos

Según lo comunicado por la Compañía, no se dispone de una Política de Dividendos; sin embargo, de acuerdo con el artículo 230 de la Ley General de Sociedades, con relación a la distribución de dividendos de la empresa se deben seguir las siguientes reglas:

- Solo pueden ser pagados los dividendos en razón de utilidades obtenidas o de reserva libre disposición, y siempre que el patrimonio no sea inferior al capital pagado.
- Todas las acciones de la sociedad tienen el mismo derecho al dividendo.

Anexo

Fenix Power Perú S.A.					
Estado de Situación Financiera (US\$ Miles)	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Activos Corrientes	74,501	65,344	103,052	91,808	99,296
Activos Corrientes para la Prueba Ácida	64,208	53,946	92,145	78,821	80,598
Activo No Corriente	682,714	639,350	616,427	592,425	551,930
Total Activos	757,215	704,694	719,479	684,233	651,226
Pasivos Corrientes	91,141	86,175	113,002	86,682	77,291
Pasivo No Corriente	410,474	373,159	331,304	298,712	273,763
Total Pasivos	501,615	459,334	444,306	385,394	351,054
Patrimonio	255,600	245,360	275,173	298,839	300,172
Deuda de Largo Plazo	277,693	251,295	223,859	200,377	184,853
Deuda Financiera	330,442	306,711	280,191	252,780	223,750
Estado de Resultados (US\$ Miles)					
Ingresos Totales	159,440	171,821	252,521	312,235	221,032
Materias primas y consumibles utilizados	-77,701	-51,710	-130,285	-195,328	-117,559
Gastos Operativos netos	-63,199	-85,987	-60,692	-60,692	-60,692
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	18,540	34,125	61,544	53,177	39,771
Gastos Financieros	-26,841	-25,483	-24,070	-23,052	-20,972
Otros Ingresos Netos	-184,724	-3,941	1,045	2,193	2,031
Utilidad antes de IR	-193,025	4,701	38,519	32,318	20,830
Impuesto a la Renta	43,389	-14,925	-8,715	-8,651	-9,494
Utilidad Neta	-149,636	-10,224	29,804	23,667	11,336
Liquidez (veces)					
Liquidez General (sin gastos adelantados)	0.80	0.73	0.89	1.02	1.20
Prueba Ácida	0.70	0.63	0.82	0.91	1.04
Capital de Trabajo	-16,640	-20,831	-9,950	5,126	22,005
Eficiencia					
Gastos Totales / Ventas	20.64%	18.55%	13.03%	10.54%	14.00%
Gastos Financieros / Ventas	16.83%	14.83%	9.53%	7.38%	9.49%
Solvencia (veces)					
Pasivo / Patrimonio	1.96	1.87	1.61	1.29	1.17
Deuda de Largo Plazo a Patrimonio	1.09	1.02	0.81	0.67	0.62
Deuda Financiera / EBITDA (años)	5.07	4.41	2.66	2.57	2.66
Pasivos / EBITDA (años)	7.70	6.60	4.22	3.92	4.17
Pasivos / Activos Totales	0.66	0.65	0.62	0.56	0.54
Cobertura (veces)					
EBITDA (US\$ Miles)	65,113	69,572	105,197	98,200	84,150
EBITDA / Gastos Financieros	2.43	2.73	4.37	4.26	4.01
Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda	1.06	1.09	1.66	1.67	1.72
Rentabilidad					
Margen Bruto	51.3%	51.2%	49.9%	38.7%	48.4%
Margen Operativo	11.6%	19.9%	27.5%	20.0%	21.9%
Margen EBITDA	40.8%	40.5%	41.7%	31.5%	38.1%
Margen Neto	-93.9%	-6.0%	11.8%	7.6%	5.1%
ROE	(58.5%)	(4.2%)	10.8%	7.9%	3.8%
ROA	(19.8%)	(1.5%)	4.1%	3.5%	1.7%

Fuente: Fénix Power Perú / Elaboración: PCR