

# ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

30 de Junio de 2024



2º TRIMESTRE 2024

# ÍNDICE

## 2T24 Informe trimestral

<b>SINÓPSIS DEL PERÍODO</b>	<b>3</b>
<b>GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS</b>	<b>5</b>
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
<b>ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>8</b>
Análisis Resultado Operacional Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
<b>ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO</b>	<b>12</b>
<b>INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS</b>	<b>14</b>
<b>ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO</b>	<b>16</b>
<b>ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS</b>	<b>17</b>
Perspectivas de mediano plazo Chile	17
Perspectivas de mediano plazo Perú	17
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	18
Gestión de riesgo	23

### Conference Call Resultados 2T24

Fecha: **Viernes 2 de Agosto 2024**  
 Hora: 12:00 PM Eastern Time  
 12:00 PM Chilean Time

USA: +1 718 866 4614  
 Chile: +562 2840 1484

#### Event Link:

<https://mm.cloisr.com/slides?id=106945>

### Contacto Relación con Inversionistas:

Soledad Errázuriz V.  
[serrazuriz@colbun.cl](mailto:serrazuriz@colbun.cl)  
 + (56) 2 24604450

Isidora Zaldívar S.  
[izaldivar@colbun.cl](mailto:izaldivar@colbun.cl)  
 + (56) 224604308

Macarena Güell M.  
[mguell@colbun.cl](mailto:mguell@colbun.cl)  
 + (56) 2 24604084

# 1. SINOPSIS DEL PERÍODO

## Principales cifras a nivel consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del segundo trimestre del año 2024 (2T24) ascendieron a **US\$425,5 millones**, disminuyendo un 22% respecto a los ingresos registrados el segundo trimestre del año 2023 (2T23), debido principalmente a (1) menores ventas a clientes regulados tanto en Chile como en Perú, explicado principalmente por la menor energía y potencia contratada con dicho segmento, y (2) menores ventas a clientes libres en Chile, debido principalmente a la disminución en el precio promedio de venta de estos contratos producto de una caída en los polinomios de indexación. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-24 ascendieron a **US\$807,5 millones**, disminuyendo un 27% respecto a jun-23, producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **EBITDA** consolidado del 2T24 alcanzó **US\$152,5 millones**, aumentando 13% respecto al EBITDA de US\$134,8 millones en 2T23. Este aumento se explica principalmente por (1) un menor costo de suministro promedio asociado a una mejora en las condiciones hídricas en Chile, que permitieron una menor generación en base a combustibles fósiles, (2) menores costos por compras de energía y potencia en Perú, producto de la mayor disponibilidad de la central Fenix respecto al 2T23, dado que la central se encontró indisponible por mantenimiento mayor durante gran parte del 2T23, y (3) menores costos de compra de energía y potencia en Chile principalmente debido a menores pagos de ingresos tarifarios y menores compras de potencia. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores ingresos de actividades ordinarias mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-24 totalizó **US\$299,9 millones**, disminuyendo un 8% respecto a jun-23, principalmente producto de los menores ingresos de actividades ordinarias mencionadas anteriormente. Dichos efectos fueron compensados parcialmente por menores costos en materias primas y combustibles principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **Resultado no operacional** el 2T24 presentó una pérdida de **US\$12,2 millones**, que se compara con la ganancia de US\$88,7 millones registrada en 2T23, principalmente asociada a el ingreso de US\$116,4 millones registrado en "Otras ganancias" en 2T23 correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores gastos financieros producto de las mayores activaciones asociadas al proyecto eólico Horizonte. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a jun-24 alcanzó una pérdida de **US\$28,8 millones**, comparado con una ganancia de US\$69,4 millones a jun-23. Esta variación se explica principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- La Compañía presentó en 2T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$61,5 millones**, comparado con una ganancia de US\$131,2 millones en 2T23, debido principalmente al ingreso registrado durante el 2T23 de US\$116,4 millones, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A mencionado anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$120,3 millones** a jun-24, que se compara con una ganancia de US\$223,1 millones registrada a jun-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

## Hechos destacados del trimestre

### DIVIDENDOS:

● Con fecha 10 de mayo, la Compañía repartió un dividendo definitivo por US\$27,0 millones, que sumado a los US\$169,8 millones pagados el 15 de diciembre de 2023, totalizó US\$196,7 millones, lo que representa el 50% de la utilidad líquida distributable del año 2023, concordante con la política de dividendos.

### AVANCES PROYECTOS:

● El 31 de mayo, Colbún ingresó al Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA) el proyecto Central de Bombeo Pajoso, ubicado en la Región de Antofagasta. Este proyecto tiene una capacidad de 800 MW y utiliza un circuito cerrado de recirculación de agua desalinizada para el almacenamiento de energía renovable. El proyecto busca contribuir a la transición energética almacenando energía sin emisiones durante el día y generando energía durante las horas de mayor demanda nocturna. Además, el proyecto incluye compromisos sociales como el suministro de agua potable y programas de empleo local.

● El 5 de junio, El Proyecto Parque Eólico Horizonte energizó sus primeros 8 aerogeneradores de un total de 140. Al segundo trimestre 2024 se alcanzó el 87% de avance de este proyecto, alcanzando el “*mechanical completion*” de 94 aerogeneradores y 33 de ellos energizados, los cuales han agregado 21 GWh de energía al Sistema Eléctrico Nacional desde mayo en su proceso de pruebas.

### FUSIONES Y ADQUISICIONES:

● El 28 de junio, la Compañía celebró el contrato de Compraventa para la adquisición de las acciones de Inversiones Latin American Power SpA (ILAP), la cual, a su vez es propietaria de las sociedades San Juan S.A, y Norvid S.A. Con esta transacción, Colbún adquirirá los parques eólicos San Juan y Totoral, ambos en operación y con una capacidad instalada de 193 MW y 46 MW respectivamente. El precio asociado a esta transacción asciende a US\$ 401 millones, el cual podrá experimentar variaciones por aplicación de los ajustes estipulados en el contrato, usuales para este tipo de transacciones. El cierre de la transacción y, en consecuencia, la adquisición de las acciones de ILAP quedó sujeto a las ciertas condiciones suspensivas, tales como la aprobación que deberá otorgar a Fiscalía Nacional Económica de conformidad con lo dispuesto por el D.L 211 de 1973.

## 2. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

### 2.1. Generación y Ventas Físicas Chile

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T23 y 2T24, y acumulado a jun-23 y jun-24.

**Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile**

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
<b>6.318</b>	<b>6.805</b>	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>3.187</b>	<b>3.442</b>	<b>(7%)</b>	<b>(7%)</b>
519	1.277	Clientes Regulados	271	657	(59%)	(59%)
4.581	4.763	Clientes Libres	2.251	2.325	(4%)	(3%)
1.218	765	Ventas en el Mercado Spot	665	460	59%	44%
<b>1.338</b>	<b>1.626</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.340</b>	<b>1.623</b>	<b>(18%)</b>	<b>(17%)</b>

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
<b>6.477</b>	<b>6.960</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>3.253</b>	<b>3.514</b>	<b>(7%)</b>	<b>(7%)</b>
<b>3.261</b>	<b>2.096</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>1.637</b>	<b>1.140</b>	<b>56%</b>	<b>44%</b>
<b>2.837</b>	<b>4.478</b>	<b>Térmica</b>	<b>1.439</b>	<b>2.204</b>	<b>(37%)</b>	<b>(35%)</b>
1.937	3.172	Gas	1.106	1.531	(39%)	(28%)
12	61	Diésel	10	39	(80%)	(73%)
888	1.245	Carbón	323	634	(29%)	(49%)
<b>378</b>	<b>386</b>	<b>ERFV</b>	<b>176</b>	<b>170</b>	<b>(2%)</b>	<b>4%</b>
62	41	Eólica*	41	22	51%	85%
316	345	Solar**	135	148	(8%)	(9%)
<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>1.218</b>	<b>765</b>	<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>665</b>	<b>460</b>	<b>59%</b>	<b>44%</b>

(\*): Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras.

(\*\*): Incluye la energía comprada a la central Imelsa.

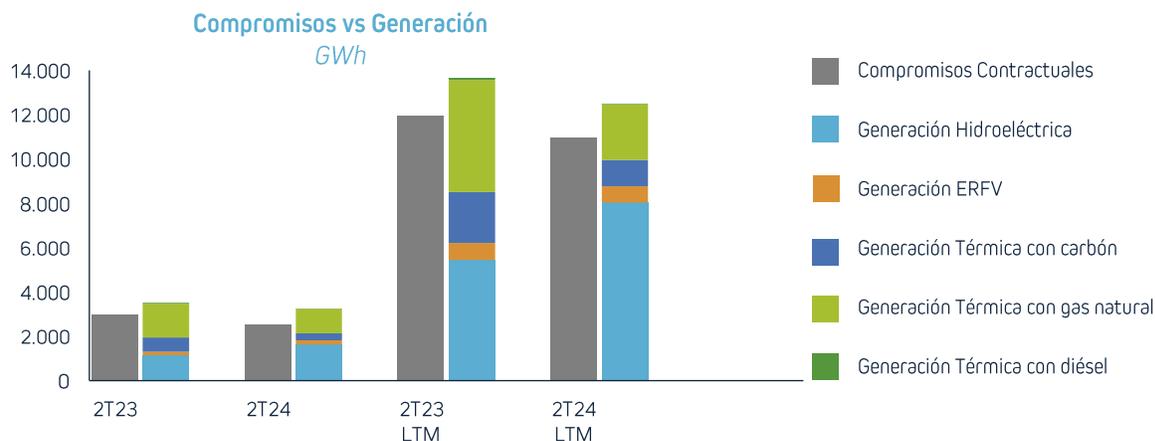
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 2T24 alcanzaron **3.187 GWh**, disminuyendo un 7% en comparación con el 2T23, esta diferencia es explicada principalmente por (1) una menor venta a clientes regulados debido al vencimiento de contratos en este segmento en dic23 y (2) menores ventas físicas a clientes libres asociadas a un menor consumo registrado por parte de clientes de la industria minera. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas al mercado spot, producto de la menor energía destinada a clientes bajo contrato mencionada anteriormente.

Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **3.253 GWh**, disminuyendo un 7% respecto al 2T23, debido fundamentalmente a la menor generación térmica (-765 GWh), la cual se explica principalmente por la menor generación en base a gas (-425 GWh) y carbón (-311 GWh) dado el menor despacho económico. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidroeléctrica (+497 GWh), debido a favorables condiciones hidrológicas observadas durante este segundo trimestre.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a jun-24 alcanzaron **6.318 GWh**, disminuyendo un 7% respecto a jun-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones trimestrales. Por su parte, la **generación acumulada** a jun-24 alcanzó los **6.477 GWh**, disminuyendo un 7% respecto a jun-23 principalmente por la menor generación térmica (-1.641 GWh), explicada principalmente por la menor generación en base a gas (-1.235 GWh) y carbón (-357 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidroeléctrica (+1.166 GWh).

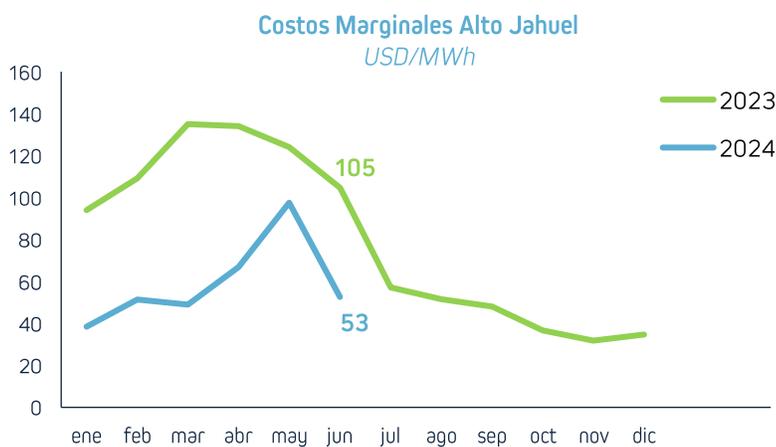
● El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por **665 GWh**, aumentando un 44% respecto a lo registrado en el 2T23. Esta variación se explica principalmente por las menores ventas a clientes regulados y libres mencionado anteriormente.



● **Mix de generación en Chile:** A jun-24, el año hidrológico (abr24-mar25) presentó superávit en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: +52%; Maule: +22%; Laja: +38%; Biobío: +23% y Cautillar; +5%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, disminuyó en un 40% respecto al 2T23, promediando US\$72/MWh en el 2T24.

**Tabla 2: Generación del SEN**

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
<b>43.154</b>	<b>41.622</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>21.501</b>	<b>20.752</b>	<b>4%</b>	<b>4%</b>
11.748	7.887	Hidráulica	5.662	3.645	49%	55%
7.821	10.711	Gas	4.441	5.716	(27%)	(22%)
112	414	Diésel	64	168	(73%)	(62%)
7.700	7.965	Carbón	4.168	4.380	(3%)	(5%)
5.098	4.775	Eólica	2.625	2.479	7%	6%
9.120	8.472	Solar	3.811	3.640	8%	5%
1.556	1.397	Otros	731	724	11%	1%



## 2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T23 y 2T24, y acumulado a jun-23 y jun-24.

**Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú**

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
1.667	1.839	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	850	889	(9%)	(4%)
574	998	Clientes Regulados	276	492	(43%)	(44%)
634	720	Clientes Libres	353	358	(12%)	(1%)
459	121	Ventas en el Mercado Spot	220	39	-	-
<b>570</b>	<b>570</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>568</b>	<b>570</b>	<b>(0%)</b>	<b>(0%)</b>
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
1.636	1.307	<b>Total Generación (GWh)</b>	865	338	25%	-
1.636	1.307	Gas	865	338	25%	-
<b>73</b>	<b>567</b>	<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>7</b>	<b>562</b>	<b>(87%)</b>	<b>(99%)</b>
<b>386</b>	<b>(446)</b>	<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>213</b>	<b>(524)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

● **Las ventas físicas** durante el 2T24 alcanzaron **850 GWh**, disminuyendo en 4% respecto al 2T23, principalmente por menores ventas a clientes regulados debido a la ejecución de opciones que alargan la vida de los contratos vigentes, a cambio de una menor potencia contratada anual. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas al mercado spot, producto de (1) la mayor indisponibilidad de la central térmica Fenix durante el 2T23, y (2) a la menor energía y potencia destinada a clientes bajo contrato.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **865 GWh**, aumentando respecto al 2T23, principalmente debido a una mayor disponibilidad de la central, dado que se encontró indisponible por mantenimiento mayor durante gran parte del 2T23, operando sólo 22 días.

● **En términos acumulados**, las ventas físicas a jun-24 alcanzaron **1.667 GWh**, disminuyendo 9% respecto a jun-23, debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, **la generación acumulada** a jun-24 alcanzó los **1.636 GWh**, aumentando un 25% respecto a jun-23, principalmente producto de la mayor duración del mantenimiento mayor del año 2023.

● El **balance en el mercado spot** del 2T24 registró ventas netas por **213 GWh**, en comparación con las compras netas por 524 GWh durante el 2T23, debido principalmente a (1) la menor generación registrada durante el 2T23 y (2) el menor consumo de clientes bajo contrato mencionado anteriormente.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 16% al mes de junio del año 2024 vs. 79% al mes de junio del año 2023.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 12% en comparación a jun-23 debido principalmente a la mayor hidrológica. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó en un 16% a jun-24 en comparación a jun-23 debido principalmente a la mayor generación hidroeléctrica registrada durante el año.

La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 2T24 fue de 1,4% respecto al 2T23, debido principalmente al incremento de la demanda regulada.

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T23 y 2T24, y acumulado a jun-23 y jun-24.

**Tabla 4: Estado de Resultados (US\$ millones)**

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
<b>807,5</b>	<b>1.100,6</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>425,5</b>	<b>546,0</b>	<b>(27%)</b>	<b>(22%)</b>
108,6	252,1	Venta a Clientes Regulados	58,8	128,8	(57%)	(54%)
500,4	603,5	Venta a Clientes Libres	257,0	298,2	(17%)	(14%)
166,9	211,6	Ventas de Energía y Potencia	93,8	103,2	(21%)	(9%)
31,6	33,4	Otros Ingresos	15,9	15,7	(5%)	1%
<b>(429,9)</b>	<b>(693,6)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(233,5)</b>	<b>(370,0)</b>	<b>(38%)</b>	<b>(37%)</b>
(69,7)	(80,4)	Peajes	(35,5)	(41,9)	(13%)	(15%)
(31,4)	(105,8)	Compras de Energía y Potencia	(20,6)	(73,0)	(70%)	(72%)
(218,4)	(342,5)	Consumo de Gas	(124,4)	(163,9)	(36%)	(24%)
(3,8)	(16,1)	Consumo de Petróleo	(2,8)	(8,7)	(77%)	(68%)
(61,1)	(101,3)	Consumo de Carbón	(27,6)	(55,7)	(40%)	(50%)
(45,5)	(47,4)	Otros	(22,5)	(26,8)	(4%)	(16%)
<b>377,6</b>	<b>407,0</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>192,1</b>	<b>176,0</b>	<b>(7%)</b>	<b>9%</b>
(44,3)	(45,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(23,1)	(23,4)	(3%)	(1%)
(33,4)	(34,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(16,5)	(17,8)	(3%)	(7%)
(102,6)	(100,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(51,6)	(50,3)	2%	3%
<b>197,3</b>	<b>226,0</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>100,8</b>	<b>84,5</b>	<b>(13%)</b>	<b>19%</b>
<b>299,9</b>	<b>327,0</b>	<b>EBITDA</b>	<b>152,5</b>	<b>134,8</b>	<b>(8%)</b>	<b>13%</b>
29,4	31,8	Ingresos Financieros	14,1	16,5	(8%)	(14%)
(36,0)	(45,2)	Gastos Financieros	(17,6)	(22,1)	(20%)	(20%)
0,2	(2,2)	Diferencias de Cambio	(0,4)	(3,1)	-	(87%)
6,3	7,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	3,4	(15%)	(2%)
(28,7)	77,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(11,6)	94,0	-	-
<b>(28,8)</b>	<b>69,4</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(12,2)</b>	<b>88,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>168,5</b>	<b>295,4</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>88,6</b>	<b>173,1</b>	<b>(43%)</b>	<b>(49%)</b>
<b>(48,3)</b>	<b>(72,2)</b>	Gasto por Impuesto a las Ganancias	<b>(27,2)</b>	<b>(41,9)</b>	<b>(33%)</b>	<b>(35%)</b>
<b>120,3</b>	<b>223,1</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>61,5</b>	<b>131,2</b>	<b>(46%)</b>	<b>(53%)</b>
<b>120,4</b>	<b>221,8</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>61,8</b>	<b>133,9</b>	<b>(46%)</b>	<b>(54%)</b>
<b>(0,1)</b>	<b>1,4</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,7)</b>	<b>-</b>	<b>(89%)</b>

(\*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

**Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre**

Tipos de Cambio	jun-24	dic-23	jun-23
Chile (CLP / US\$)	944,34	877,12	801,66
Chile UF (CLP/UF)	37.571,86	36.789,36	36.089,48
Perú (PEN / US\$)	3,84	3,71	3,63

### 3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T23 y 2T24, y acumulado a jun-23 y jun-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

**Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)**

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
<b>703,6</b>	<b>977,4</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>372,5</b>	<b>482,3</b>	<b>(28%)</b>	<b>(23%)</b>
62,7	171,4	Venta a Clientes Regulados	36,6	88,4	(63%)	(59%)
466,6	568,4	Venta a Clientes Libres	238,4	278,4	(18%)	(14%)
149,7	209,7	Ventas de Energía y Potencia	85,1	103,2	(29%)	(18%)
24,6	27,8	Otros Ingresos	12,3	12,4	(12%)	(1%)
<b>(373,2)</b>	<b>(604,4)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(205,3)</b>	<b>(310,7)</b>	<b>(38%)</b>	<b>(34%)</b>
(67,1)	(78,5)	Peajes	(34,3)	(41,1)	(15%)	(17%)
(29,4)	(66,2)	Compras de Energía y Potencia	(20,0)	(35,0)	(56%)	(43%)
(171,5)	(301,8)	Consumo de Gas	(100,5)	(147,5)	(43%)	(32%)
(3,7)	(16,1)	Consumo de Petróleo	(2,8)	(8,7)	(77%)	(68%)
(61,1)	(101,3)	Consumo de Carbón	(27,6)	(55,7)	(40%)	(50%)
(40,2)	(40,4)	Otros	(20,0)	(22,7)	(0%)	(12%)
<b>330,4</b>	<b>373,0</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>167,2</b>	<b>171,6</b>	<b>(11%)</b>	<b>(3%)</b>
(39,7)	(40,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(20,9)	(21,1)	(3%)	(1%)
(29,4)	(30,6)	Otros Gastos, por Naturaleza	(14,6)	(16,0)	(4%)	(9%)
(84,7)	(83,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(42,6)	(41,8)	2%	2%
<b>176,6</b>	<b>218,1</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>89,1</b>	<b>92,7</b>	<b>(19%)</b>	<b>(4%)</b>
<b>261,3</b>	<b>301,5</b>	<b>EBITDA</b>	<b>131,7</b>	<b>134,5</b>	<b>(13%)</b>	<b>(2%)</b>

(\*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbun son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 2T24 ascendieron a **US\$372,5 millones**, disminuyendo un 23% respecto a los ingresos de US\$482,3 millones registrados el 2T23, debido principalmente a (1) menores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente al vencimiento de contratos de este segmento en dic23, (2) menores ventas a clientes libres producto del menor precio promedio de venta, producto de una caída en los polinomios de indexación presente en dichos contratos, acompañado por menores ventas físicas en este segmento, y (3) menores ventas al mercado spot, explicado principalmente por un menor precio promedio de venta, a pesar de las mayores ventas físicas destinadas a este mercado. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-24 ascendieron a **US\$703,6 millones**, disminuyendo un 28% respecto a jun-23, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 2T24 totalizaron **US\$205,3 millones**, disminuyendo un 34% respecto al 2T23, principalmente producto de (1) un menor costo de suministro promedio asociado a una mejora en las condiciones hídricas, que permitieron una menor generación en base a combustibles fósiles, y (2) los menores costos por compras de energía y potencia, debido principalmente a menores pagos de ingresos tarifarios y menores compras de potencia. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a jun-24, alcanzaron los **US\$373,2 millones**, disminuyendo un 38% respecto a jun-23, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** del 2T24 alcanzó **US\$131,7 millones**, disminuyendo un 2% respecto al EBITDA de US\$134,5 millones al 2T23, debido principalmente a los menores ingresos de actividades ordinarias, parcialmente compensados por menores costos de materias primas y consumibles mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-24 totalizó los **US\$261,3 millones**, disminuyendo un 13% respecto a jun-23 principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

## 3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T23 y 2T24, y acumulado a jun-23 y jun-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

**Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)**

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
<b>103,9</b>	<b>123,2</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>53,1</b>	<b>63,7</b>	<b>(16%)</b>	<b>(17%)</b>
46,0	80,7	Ventas a Clientes Regulados	22,2	40,5	(43%)	(45%)
33,8	35,1	Venta a Clientes Libres	18,6	19,8	(4%)	(6%)
17,3	1,8	Ventas de Energía y Potencia	8,7	0,0	-	-
6,9	5,6	Otros Ingresos	3,6	3,4	24%	6%
<b>(56,7)</b>	<b>(89,3)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(28,2)</b>	<b>(59,3)</b>	<b>(36%)</b>	<b>(52%)</b>
(2,5)	(1,8)	Peajes	(1,2)	(0,8)	37%	46%
(1,9)	(39,6)	Compras de Energía y Potencia	(0,6)	(38,0)	(95%)	(98%)
(46,9)	(40,7)	Consumo de Gas	(23,9)	(16,4)	15%	45%
(0,0)	0,0	Consumo de Diésel	0,0	0,0	0%	0%
(5,4)	(7,1)	Otros	(2,6)	(4,1)	(24%)	(38%)
<b>47,2</b>	<b>33,9</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>24,9</b>	<b>4,3</b>	<b>39%</b>	<b>-</b>
(4,6)	(4,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,2)	(2,2)	(3%)	(3%)
(4,3)	(4,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,0)	(1,9)	8%	3%
(17,9)	(17,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(9,0)	(8,5)	2%	6%
<b>20,4</b>	<b>7,7</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>11,7</b>	<b>(8,3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>38,3</b>	<b>25,2</b>	<b>EBITDA</b>	<b>20,7</b>	<b>0,2</b>	<b>52%</b>	<b>-</b>

(\*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 2T24 ascendieron a **US\$53,1 millones**, disminuyendo un 17% respecto a los ingresos registrados en 2T23 por US\$63,7 millones, principalmente debido a menores ventas a clientes regulados producto de la ejecución de opciones que alargan la vida de los contratos vigentes a cambio de una menor potencia contratada anual. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas de energía y potencia al mercado spot producto de la mayor generación de la central térmica Fenix y las menores ventas físicas destinadas a clientes bajo contrato mencionadas anteriormente. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-24 ascendieron a **US\$103,9 millones**, disminuyendo un 16% respecto a jun-23, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 2T24 alcanzaron **US\$28,2 millones**, disminuyendo un 52% respecto al 2T23, principalmente por las menores compras de energía y potencia al mercado spot, producto de la mayor disponibilidad de la central respecto al 2T23, asociada a la extensión del mantenimiento mayor de la central, mencionado anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores costos de consumo de gas asociados a una mayor generación. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a jun-24, alcanzaron los **US\$56,7 millones**, disminuyendo un 36% respecto a jun-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** totalizó **US\$20,7 millones** al 2T24, aumentando respecto al EBITDA de US\$0,2 millones registrado en el 2T23, principalmente debido a la mayor indisponibilidad de la central térmica Fenix durante el 2T23. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-24 totalizó los **US\$38,3 millones**, aumentando un 52% respecto a jun-23 principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

### 3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T23 y 2T24, y acumulado a jun-23 y jun-24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

**Tabla 8: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)**

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
29,4	31,8	Ingresos Financieros	14,1	16,5	(8%)	(14%)
(36,0)	(45,2)	Gastos Financieros	(17,6)	(22,1)	(20%)	(20%)
0,2	(2,2)	Diferencias de Cambio	(0,4)	(3,1)	-	(87%)
6,3	7,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	3,4	(15%)	(2%)
(28,7)	77,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(11,6)	94,0	-	-
<b>(28,8)</b>	<b>69,4</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(12,2)</b>	<b>88,7</b>	-	-
<b>168,5</b>	<b>295,4</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>88,6</b>	<b>173,1</b>	<b>(43%)</b>	<b>(49%)</b>
(48,3)	(72,2)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(27,2)	(41,9)	(33%)	(35%)
<b>120,3</b>	<b>223,1</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>61,5</b>	<b>131,2</b>	<b>(46%)</b>	<b>(53%)</b>
<b>120,4</b>	<b>221,8</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>61,8</b>	<b>133,9</b>	<b>(46%)</b>	<b>(54%)</b>
(0,1)	1,4	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(2,7)</b>	-	<b>(89%)</b>

● El **Resultado no operacional** el 2T24 presentó una pérdida de **US\$12,2 millones**, que se compara con la ganancia de US\$88,7 millones registrada en 2T23, principalmente asociada a el ingreso de US\$116,4 millones registrado en "Otras ganancias" en 2T23 correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores gastos financieros producto de las mayores activaciones de gastos financieros asociadas al proyecto eólico Horizonte. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a jun-24 alcanzó una pérdida de **US\$28,8 millones**, comparado con una ganancia de US\$69,4 millones a jun-23. La menor ganancia se explica principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El 2T24 registró un **gasto por impuestos** por **US\$27,2 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$41,9 millones en 2T23. Esta disminución, se debe principalmente a la menor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo. **En términos acumulados**, a jun-24 se registró un gasto por impuestos de US\$48,3 millones, que se compara con los US\$72,2 millones a jun-23, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● La Compañía presentó en 2T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$61,5 millones**, comparado con una ganancia de US\$131,2 millones en 2T23, debido principalmente al ingreso registrado durante el 2T23 de US\$116,4 millones, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A mencionado anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$120,3 millones** a jun-24, que se compara con una ganancia de US\$223,1 millones registrada a jun-23, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

## 4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a dic-23 y jun-24. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

**Tabla 9: Principales Partidas del Balance Consolidado, Chile y Perú (US\$ millones)**

	jun-24	dic-23	Var	Var %
Activos corrientes	1,348.2	1,426.2	(78.0)	(5%)
Activos no corrientes	5,277.0	5,234.5	42.5	1%
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6,625.2</b>	<b>6,660.7</b>	<b>(35.5)</b>	<b>(1%)</b>
Pasivos corrientes	330.7	470.8	(140.1)	(30%)
Pasivos no corrientes	3,078.4	3,092.6	(14.3)	(0%)
Patrimonio neto	3,216.1	3,097.3	118.9	4%
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6,625.2</b>	<b>6,660.7</b>	<b>(35.5)</b>	<b>(1%)</b>

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.348,2 millones** a jun-24, disminuyendo un 5% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a un menor nivel de “Efectivo y equivalente al efectivo” asociado mayormente a (1) desembolsos en el proyecto eólico Horizonte, (2) pagos de servicio de deuda y (3) pago de dividendos durante el año 2024. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el flujo positivo propio de la operación.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.277,0 millones** a jun-24, en línea con los activos no corrientes registrados al cierre de dic-23.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$330,7** a jun-24, disminuyendo un 30% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a (1) menores pasivos por impuesto corriente, debido al pago de impuesto a la renta en abril de 2024, y (2) menores niveles de cuentas por pagar asociadas mayoritariamente al pago de compras de energía y potencia en el mercado spot.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.078,4 millones** al cierre de jun-24, en línea respecto al saldo registrado a dic-23.

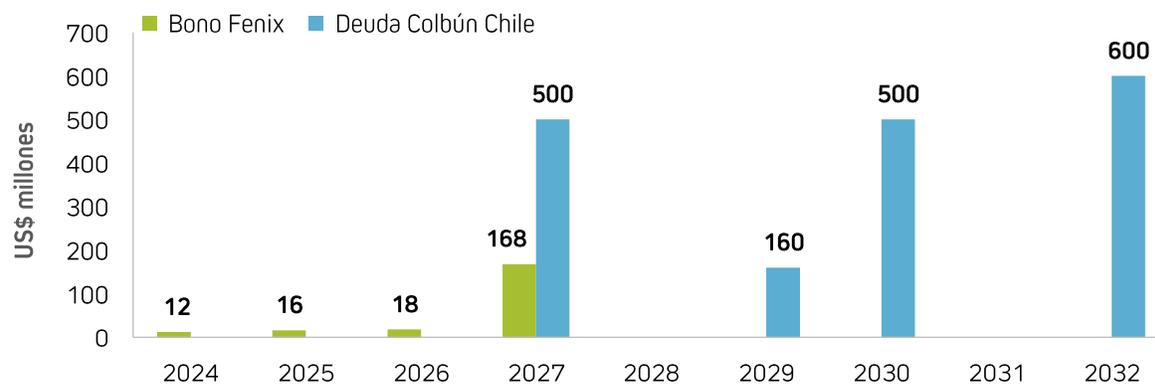
● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.216,1 millones**, aumentando un 4% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-23 principalmente debido a las ganancias registradas durante el periodo.

**Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)**

	jun-24	dic-23	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.109,0	2.123,3	(14,3)	(1%)
Inversiones Financieras**	906,2	1.031,1	(124,9)	(12%)
Deuda Neta	1.202,8	1.092,2	110,6	10%
EBITDA LTM	686,9	713,9	(27,0)	(4%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,8	1,5	0,2	14%

**Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo**

Vida Media	5,4 años
Tasa promedio	3,8%
Moneda	100% USD



## 5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a dic-23 y jun-24. Los indicadores financieros de Balance son calculados a la fecha que se indica y los del Estado de Resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

**Tabla 12: Indicadores Financieros**

Indicador	jun-24	dic-23	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4.08	3.03	35%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3.85	2.81	37%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1.06	1.15	-8%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	9.70%	13.21%	-27%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	90.30%	86.79%	4%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	6.54	7.42	-12%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	9.36%	13.04%	-28%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4.41%	5.91%	-25%
Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	9.75%	10.41%	-6%

Los indicadores de flujo corresponden a valores de los últimos 12 meses.

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio un año atrás dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo un año atrás dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, Plantas y Equipos trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás dividido por dos.

- La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de **4,08x** y **3,85x** a jun-24, aumentando un 35% y 37% respectivamente respecto al valor a dic-23, principalmente debido a los menores pasivos corrientes asociados a (1) menores pasivos por impuesto corriente, y (2) menores niveles de cuentas por pagar asociadas mayoritariamente al pago de compras de energía y potencia en el mercado spot, mencionados anteriormente.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,06x** a jun-24, disminuyendo un 8% respecto al valor de 1,15x a dic-23 principalmente producto de los menores niveles de pasivos corrientes, debido a las mismas razones mencionadas anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a jun-24 fue de **9,70%**, disminuyendo un 27% respecto al valor de 13,21% a dic-23, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes mencionados anteriormente, mientras que los pasivos no corrientes se mantuvieron en línea respecto a los montos de dic-23.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a jun-24 fue de **90,30%**, aumentando un 4% respecto al valor de 86,79% a dic-23, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes mencionada anteriormente, mientras que los pasivos no corrientes se mantuvieron en línea respecto a los montos de dic-23.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a jun-24 fue de **6,54x**, disminuyendo un 12% respecto al valor de 7,42x obtenido a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a jun-24 fue de **9,36%**, disminuyendo un 28% respecto del valor de 13,04% registrado a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad del Activo** a jun-24 fue de **4,41%**, registrando una disminución de 25% con respecto del valor de 5,91% a dic-23, esencialmente producto de las menores ganancias registradas en el periodo.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a jun-24 fue de **9,75%**, disminuyendo un 6% respecto del valor de 10,41% a dic-23, principalmente producto de un aumento en propiedad, planta y equipos, asociado al avance del proyecto eólico Horizonte, sumando a un menor resultado operacional registrado en el periodo.

## 6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

El comportamiento del Flujo de Efectivo de la sociedad se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 13: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)**

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-24	jun-23		2T24	2T23	Ac/Ac	T/T
1.031,1	1.154,5	Efectivo Equivalente Inicial*	990,2	1.061,9	(11%)	(7%)
79,5	156,5	Flujo Efectivo de la Operación	4,8	78,7	(49%)	(94%)
(92,9)	(204,9)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(45,3)	(158,1)	(55%)	(71%)
(89,9)	(156,7)	Flujo Efectivo de Inversión**	(43,3)	(34,6)	(43%)	25%
(103,2)	(205,0)	<b>Flujo Neto del Período</b>	<b>(83,7)</b>	<b>(114,0)</b>	(50%)	(27%)
(21,7)	0,3	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(0,3)	1,9	-	-
906,2	949,8	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>906,2</b>	<b>949,8</b>	(5%)	(5%)

(\*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye: (1) el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros; y (2) una inversión en una cartera de renta fija, que por tener plazo de inversión inferior a 1 año se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

(\*\*) El "Flujo Efectivo de Inversión" difiere del de los Estados Financieros, ya que no incorpora el monto asociado a depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días y la inversión en una cartera de renta fija.

Durante el 2T24, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$83,7 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$114,0 millones del 2T23.

● **Actividades de la operación:** Durante el 2T24 se generó un flujo neto positivo de **US\$4,8 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$ 78,7 millones al 2T23 explicado principalmente por (1) mayor pago de impuestos en comparación con el 2T23, y (2) menor margen operacional. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores gastos operacionales. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de **US\$79,5 millones** a jun-24, que se compara con el flujo neto positivo de US\$156,5 millones a jun-23, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$45,3 millones** durante el 2T24, que se compara con el flujo neto negativo de US\$158,1 millones registrado al 2T23, explicado principalmente por el menor pago de dividendos; los que ascendieron a US\$26,1 millones durante el 2T24, mientras que el 2T23 fueron US\$139,5 millones. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$92,9 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$204,9 millones a jun-23, debido principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$43,3 millones** durante el 2T24, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$34,6 millones al 2T23, principalmente explicado por el ingreso de US\$116,4 millones correspondiente a ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA durante el 2T23. Dicho efecto fue parcialmente compensado por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte, en relación con los desembolsos para este proyecto durante el 2T23. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$89,9 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$156,7 millones a jun-23, explicado principalmente por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte durante el año 2024.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3,980 MW conformada por 2.134 MW en unidades térmicas, 1.616 MW en unidades hidráulicas y 230 MW de parques solares. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 15% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 5% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación con costos eficientes y eventualmente, en caso de existir déficit/superávit se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

### 7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A jun-24, el año hidrológico (abr24-mar25) ha presentado superávits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los superávits fueron: Aconcagua: +52%; Maule: +22%; Laja: +38%; Biobío: +23% y Canutillar: +5%. Además, en comparación con el año hidrológico anterior, las cuencas del Aconcagua, Maule, Laja, Biobío y Canutillar presentaron variaciones positivas en las precipitaciones de +225%, +1%, +10%, +14% y +29% respectivamente. En términos de energía afluente, el año hidrológico a junio de 2024 tiene una Probabilidad de Excedencia de 53%.

La Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. ("ERSA") que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot. Adicionalmente, se firmaron contratos de suministro de Gas Natural Argentino Firme por 2,3 MMm3/día para el periodo octubre 2023- abril 2024, 1,2 MMm3/día para el periodo mayo 2024 - septiembre 2024 y 1,3 MMm3/día para el periodo octubre 2024-diciembre 2024.

Este año se han firmado contratos de venta de energía con 26 clientes por 2.074 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Codelco, por un total de 1.100 GWh anuales por 15 años a partir de enero 2026, y con Antofagasta Minerals asociado al proyecto "Nueva Centinela", por un total de hasta 912 GWh anuales a partir del año 2025 por 15 años.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por la capacidad de alcanzar un nivel balanceado entre generación propia costo-eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales, de las condiciones hidrológicas y de los términos y volúmenes en que se contrate la compra de gas natural de mantenerse una condición hidrológica seca.

### 7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Hasta el segundo trimestre del 2024, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 16%, siendo 79% el valor registrado el año 2023.

En 2T24 la demanda eléctrica aumentó en 1,4% en relación con el mismo período del año 2023, debido a incremento de la demanda regulada. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 2T24 se registró una disminución de la demanda eléctrica de un -2,3% debido a una disminución de demanda regulada por cambio de temperatura.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 2T24 alcanzó los US\$31/MWh. En contraste al 2T23 (US\$64/MWh), por indisponibilidad de centrales térmicas (Fenix y Chilca I) y una menor generación hidroeléctrica.

## 7.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile, Perú y en otros países, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y para diversificar sus fuentes de ingresos en términos geográficos, condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles, factibilidad de conexión y marcos regulatorios.

Colbún procura aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento tanto térmico eficiente como proveniente de otras fuentes renovables que permita contar con una matriz de generación segura, competitiva y sustentable.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en distintas etapas de avance, incluyendo proyectos eólicos, solares y de baterías.

### Proyectos de Generación en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Horizonte	816 MW	Eólica	Región Antofagasta	Construcción
Celda Solar	422 MW + 1.200 MWh	Solar + Baterías	Región de Arica y Parinacota	EIA aprobado
BESS Diego de Almagro	1.000 MWh	Baterías	Región de Atacama	EIA aprobado
Inti Pacha	925 MW + 2.000 MWh	Solar + Baterías	Región de Antofagasta	EIA aprobado
Jardín Solar	802 MW + 1.000 MWh	Solar + Baterías	Región de Tarapacá	EIA aprobado
Central de Bombeo Paposo	800 MW	Almacenamiento	Región Antofagasta	EIA en tramitación
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Modificación Horizonte	180 MW	Eólica	Región del Biobío	DIA en tramitación
Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco	500kV	Transmisión	Región Antofagasta	Ingeniería y Permisos

● **Proyecto Eólico Horizonte (816 MW):** El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 130 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta, considerando el desplazamiento por la Ruta 5. Considera una potencia de 816 MW, que se compone de 140 máquinas de 5,83 MW cada una y una generación anual promedio de aproximadamente 2.450 GWh. La conexión al SEN se realizará en la S/E Parinas ubicada a 19 km.

Este proyecto se inició a partir de la adjudicación en diciembre de 2017 de una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico mediante una concesión de uso oneroso por 30 años, en un sector de propiedad fiscal de cerca de 8 mil hectáreas.

El 13 de septiembre de 2021 el SEA emitió la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto. El 21 de septiembre se anunció, en un encuentro realizado en Taltal, la aprobación por parte del Directorio del inicio de la construcción. El 8 de noviembre del mismo año, se declaró el inicio de la Fase de Construcción del Proyecto ante la Superintendencia de Medio Ambiente.

La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$898 millones. La entrada de operación de la subestación Parinas de Transelec se realizó en enero 2024, con lo cual, de acuerdo con lo planificado, se inició el periodo de pruebas y puesta en servicio de los primeros aerogeneradores a partir de mayo 2024. Por otro lado, la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta para fines del 4T24.

Al segundo trimestre 2024 se alcanzó el 87% de avance del proyecto. Sigue avanzando el montaje de las turbinas, alcanzando el “mechanical completion” de 94 aerogeneradores, y se terminó el proceso de construcción de caminos internos y plataformas de los aerogeneradores. Las subestaciones, líneas de transmisión y redes de media tensión, tienen un avance acumulado de 99% con respecto a las obras eléctricas completas.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Celda Solar (422 MW + 1.200 MWh):** El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 420 MW más 1.200 MWh en baterías (BESS) en dos fases, con una primera fase de 230 MWDC de parque fotovoltaico y 120 MW/5h - 600 MWh de almacenamiento de energía. Se estima una generación anual promedio de aproximadamente 610 GWh en la fase 1. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 76 km al sur de Arica, en la comuna de Camarones en la Región de Arica y Parinacota, y utiliza un área total de aproximadamente 960 ha.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, una extensión de 3,5 km, conectándose a la nueva subestación Roncacho.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación de 3 concesiones de uso oneroso licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales, las que fueron firmadas en 3T19.

El Coordinador Eléctrico Nacional aprobó, en 1T23 la Solicitud de Autorización Conexión del proyecto a la S/E Roncacho.

El Estudio de Impacto Ambiental para este proyecto fotovoltaico de 420 MW y un BESS de 240 MW de 5h de duración, se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 31 de enero de 2024.

En el 2T24 se continuó con el proceso de licitaciones de los equipos principales y obtención de los permisos sectoriales necesarios para la etapa de construcción.

● **Proyecto Baterías Diego de Almagro (1.000 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de una capacidad de 1.000 MWh en las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro. La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico.

En 1T24 el Servicio de Evaluación Ambiental se pronunció respecto de la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) del Proyecto "Implementación Sistema Baterías Parque Fotovoltaico Diego de Almagro Sur 1", indicando que no está obligado a someterse al SEIA.

Al 2T24, se encuentra en proceso de definición desde el punto de vista del negocio la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Inti Pacha I, II y III (925 MW + 2.000 MWh):** Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 75 km al este de Tocopilla, en la comuna de María Elena de la Región de Antofagasta, y utiliza un área total de aproximadamente 1.000 ha.

El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar en tres fases, y una generación anual total de aproximadamente 2.000 GWh considerando las tres fases, que será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación Crucero.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación de 3 Concesiones de Uso Oneroso (CUOs) licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales.

El proyecto obtuvo su RCA el 4T20 e incluye las 3 CUOs

El Contrato de servidumbre de la línea de conexión a la SE Crucero para Inti Pacha I y II se firmó en el 1T23.

El Coordinador Eléctrico Nacional aprobó, en 1T23 la Solicitud de Autorización de Conexión del proyecto a la S/E Crucero con plazo para Declararse en construcción en abril 2024. Actualmente se encuentra en trámite una solicitud de prórroga de 2 años del plazo para Declararse en construcción.

Al 2T24, se encuentra en proceso de definición desde el punto de vista del negocio la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Jardín Solar (802 MW + 1.000 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 802 MW a construir en 2 etapas y una generación anual promedio de aproximadamente 1.500 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sureste de la localidad de Pozo Almonte, en la comuna de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 1.000 ha.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la S/E asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación nueva Pozo Almonte ubicada 2,5 km al noreste del cruce de la carretera a La Tirana con la carretera Panamericana.

El proyecto obtuvo su RCA el 3T21.

Al 2T24, se encuentra en proceso de definición desde el punto de vista del negocio la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Central de Bombeo Paposo (800 MW):** El proyecto “Central de Bombeo Paposo” consistirá en la construcción y operación de una central de generación de energía eléctrica mediante una Central de Bombeo de una capacidad instalada máxima de 800 MW, que operará con agua desalada obtenida desde una planta desalinizadora de osmosis inversa que se habilitará a aproximadamente a 5,2 km al norte de la caleta Paposo.

La Central de Bombeo estará compuesta por dos embalses conectados entre sí por una tubería de aducción e impulsión, donde se impulsará el agua desde el embalse inferior ubicado en la zona costera hasta el embalse superior localizado en el farellón costero. De esta manera, se acumulará agua durante el día, para posteriormente generar energía en horarios tarde, noche y madrugada, cambiando el sentido del flujo de agua desde el embalse superior hacia el embalse inferior a través de la misma tubería, aprovechando un desnivel de unos 1.500 metros entre los embalses.

La energía producida será transmitida a una Subestación elevadora ubicada a un costado de la Central, elevando su tensión eléctrica para ser transmitida mediante la línea de transmisión eléctrica hasta su punto de inyección al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en la Subestación Parinas (existente).

En el 2T24 se ingresó a tramitación al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) el proyecto.

● **Proyecto Eólico Cuatro Vientos (360 MW):** Está ubicado en la comuna de Llanquihue de la Región de los Lagos. Contemplará la instalación de 48 aerogeneradores de hasta 7,5 MW de potencia nominal cada uno, totalizando una potencia instalada máxima en el Parque Eólico de 360 MW, con una generación de energía anual aproximada de 800 GWh/año y un factor de planta del 25%.

El sistema de transmisión del Proyecto considera la construcción de la Subestación Elevadora Cuatro Vientos 33/220 kV y una Línea de Transmisión Eléctrica (LTE) de doble circuito de 15 km que se conectará a la Subestación Tineo existente, ubicada en la comuna de Llanquihue.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para este proyecto se ingresó a tramitación el 1T24.

Al 2T24, se encuentra en proceso de elaboración de Adenda 1 del EIA en base a las observaciones del SEA y ciudadanas.

● **Proyecto Eólico Junquillos (473 MW):** El proyecto Los Junquillos es un parque eólico ubicado a 15 km al noroeste de la ciudad de Mulchén, en la comuna de Mulchén de la Región del Biobío. Contemplará la instalación de un máximo de 63 aerogeneradores (de hasta 7,5 MW cada uno), lo que se traducirá en una potencia instalada de hasta 473 MW.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de 12 km hasta la S/E Mulchén.

Durante el 4T23 se realizó el ingreso a tramitación ambiental del EIA del proyecto.

Durante el 1T24, en el marco de la tramitación ambiental del proyecto, se preparó la Adenda 2 del EIA. También se desarrolló la Participación Ciudadana (PAC) y revisión del EIA por 21 Servicios, con 17 oficios emitidos.

Durante el 2T24, se ingresó a tramitación ambiental y actualmente se encuentra en proceso de consulta indígena por parte del SEA.

● **Modificación del Parque Eólico Horizonte (180 MW):** La ampliación contempla la instalación de hasta 24 nuevos aerogeneradores, con una potencia nominal máxima de 7,5 MW cada uno, lo que agregará hasta 180 MW adicionales a su capacidad de generación. Esta ampliación permitirá aumentar en hasta 20% la capacidad instalada del parque original que hoy está en construcción, alcanzando 956 MW.

Se estima que la construcción comenzará en el segundo semestre de 2025 aprovechando la infraestructura temporal del parque original.

En el 1T24 se ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) el proyecto de ampliación del Parque Eólico Horizonte.

Al 2T24, se encuentra en proceso de elaboración de respuesta del primer Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA).

● **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco (500kV):** El proyecto “Nueva Subestación Seccionadora Llullaillaco 500kV” es una obra que formaba parte del proceso de licitación del Coordinador Eléctrico Nacional generada a partir del Decreto Exento N°257 del Ministerio de Energía, de fecha 13 de diciembre de 2022. Este proceso de licitación finalizó con la adjudicación de este proyecto a Colbún S.A. el 8 de noviembre de 2023.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x500 kV Paríñas – Cumbre, con sus respectivos paños de línea y patio en 500 kV, incluyendo las líneas de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Llullaillaco. La Subestación se ubicará en la Provincia de Taltal, Región de Antofagasta, a unos 170 kms. al sur de Antofagasta.

El plazo total del proyecto es 36 meses a partir de la publicación del decreto de adjudicación, lo que no ha ocurrido aún, por lo que se estima el inicio de la construcción en el primer trimestre de 2025 y la puesta en servicio para el primer trimestre de 2027.

En 2T24 se finalizaron las campañas medio ambientales y de medio humano, que son parte de la preparación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la que se espera ingresar al SEIA en septiembre 2024.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 2T24, Colbún continúa avanzando en el portafolio de opciones de proyectos eólicos, solares, y baterías que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos representan proyectos altamente competitivos, en donde se escogen zonas con el mejor recurso energético, con bajo conflicto socioambiental, con menores costos de inversión y terrenos distribuidos a lo largo del país.

Todo esto en miras a cumplir nuestra hoja de ruta, que apunta a construir cerca de 4.000 MW en energías renovables en Chile antes del 2030.

## Proyectos de Generación en desarrollo en Perú

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (máx)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Algarrobal	400 MW	Solar	Departamento de Moquegua	EIA en tramitación
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA en tramitación
Tres Quebradas	238 MW	Eólica	Departamento de Arequipa	EIA en tramitación
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	EIA en desarrollo
Pampas	300 MW	Eólica	Departamento de Ica	Ingeniería y Permisos

● **Proyecto Solar Algarrobal (400 MW):** El Proyecto Algarrobal considera la instalación de un parque de generación solar que contará con una capacidad instalada cercana a 400 MW a construirse en 2 fases. Se estima que la generación anual promedio del total del proyecto será de aproximadamente 1.230 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a 60 km al suroeste de la ciudad de Moquegua, en los distritos de El Algarrobal y Moquegua, en el departamento de Moquegua, y utiliza un área total de aproximadamente 760 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 40 km, conectándose en 220 kV a la subestación Montalvo, ubicada 5 km al noroeste del cruce de la carretera a Moquegua con la carretera Panamericana.

El Estudio de Preoperatividad de la fase 1 del proyecto se aprobó el 1T24 por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 2T24 y actualmente se encuentra en revisión por parte del Ministerio de Energía y Minas.

● **Proyecto Eólico Bayóvar (660 MW):** El Proyecto Bayóvar considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 660 MW a construirse en 2 fases. Este parque eólico se encuentra ubicado a 46 km al suroeste de la ciudad de Sechura, en la comunidad de San Martín de Sechura en el departamento de Piura, y utiliza un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 44 km, conectándose en 500 kV a la subestación La Niña, ubicada 11 km al norte del cruce de la carretera PE-04 a Bayóvar con la carretera Panamericana.

El Estudio de Preoperatividad de la fase 1 del proyecto se aprobó el 4T23 por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24.

Al 2T24, se encuentra en revisión por parte del Servicio Nacional de Certificación Ambiental.

● **Proyecto Eólico Tres Quebradas (238 MW):** El Proyecto Tres Quebradas considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 760 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 23 km al sur de la localidad de Acarí, en el distrito de Bella Unión en el departamento de Arequipa, y utiliza un área total de aproximadamente 3.600 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 78 km, conectándose en 220 kV a la subestación Poroma, ubicada 13 km al suroeste de la ciudad de Poroma. El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24.

Al 2T24, se encuentra en revisión por parte del Ministerio de Energía y Minas.

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):** El Proyecto Naylamp considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 890 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 10 km al sureste de la ciudad de Mórrope, en la comunidad de San Pedro de Mórrope en el departamento de Lambayeque, y utiliza un área total de aproximadamente 3.950 ha de propiedad privada.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 2 km, conectándose en 220 kV a la futura subestación Lambayeque Oeste, ubicada 2 km al suroeste del cruce de la carretera LA-661 con la carretera Panamericana.

El Estudio de Preoperatividad del proyecto se aprobó el 4T23 por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

Al 2T24, se continúa en etapa de preparación de la documentación para el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto.

● **Proyecto Eólico Pampas (300 MW):** El Proyecto Pampas considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 300 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 1.000 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 80 km al suroeste de la ciudad de Ica, en el distrito de Santiago en el departamento de Ica, y utiliza un área total de aproximadamente 10.000 ha de propiedad estatal.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 35 km, conectándose en 220 kV a la futura subestación Colectora, la cual fue adjudicada en junio de 2024 por Proinversión.

Al 2T24, El proyecto se encuentra en una etapa inicial de elaboración de ingeniería para iniciar la preparación del expediente para el Estudio de Impacto Ambiental.

## 7.4 Gestión de Riesgo

### A. Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de Gestión de Riesgo está orientada a resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, identificando y gestionando las fuentes de incertidumbre que la afectan o la puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbún como las áreas tomadoras de riesgo.

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo y la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de gestión de riesgo es responsabilidad de la Gerencia General, así como de cada gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Procesos y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos que sesiona mensualmente.

### B. Factores de Riesgo

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en riesgos del negocio eléctrico y riesgos financieros.

#### ● B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

##### B.1.1. Riesgo Hidrológico

En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado, o por defecto operar sus plantas térmicas de respaldo o bien recurrir al mercado spot para cumplir sus compromisos. Esta situación encarecería los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, y otras energías renovables costo eficientes y debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia y volatilidad) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetidas sequías, una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados.

En Perú, Colbún cuenta con una central de ciclo combinado y una política comercial orientada a comprometer a través de contratos de mediano y largo plazo, dicha energía de base. La exposición a hidrologías secas es acotada ya que sólo impactaría en caso de eventuales fallas operacionales que obliguen a recurrir al mercado spot. Adicionalmente el mercado eléctrico peruano presenta una oferta térmica eficiente y disponibilidad de gas natural local suficiente para respaldarla.

### **B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles**

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Para mitigar el impacto de variaciones muy importantes e imprevistas en el precio de los combustibles, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones que fijan el precio de combustible en un valor acordado. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot, cuyo precio estaría, en parte, determinado por el precio de los combustibles, pero la compañía estaría en una posición vendedora, siendo menor la exposición a los precios de los combustibles.

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales, dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo. Al igual que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía. Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

### **B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles**

La Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. ("ERSA") que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1º de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot. Adicionalmente, se firmaron contratos de suministro de Gas Natural Argentino Firme por 2,3 MMm3/día para el periodo octubre 2023- abril 2024, 1,2 MMm3/día para el periodo mayo 2024 - septiembre 2024 y 1,3 MMm3/día para el periodo octubre 2024- diciembre 2024.

Por su parte, en Perú, Fenix cuenta con contratos de largo plazo con el consorcio ECL88 (Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol) y acuerdos de transporte de gas con TGP.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María, se realizan licitaciones periódicas (la última en agosto de 2023), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a proveedores establecidos y que tengan tanto respaldo físico como financiero. Lo anterior siguiendo una política de compras temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

### **B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención**

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación son fundamentales para el negocio. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos programados, preventivos y predictivos a sus equipos, acorde a las recomendaciones técnicas de sus fabricantes y proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de eventos accidentales a través de seguros todo riesgo para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico, avería maquinaria y perjuicio por paralización.

### **B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos**

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como: retrasos en la obtención de permisos, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas imprevistas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Además, se incorporan niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción. Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo “Todo Riesgo de Construcción” que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha activación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Como parte de esta complejidad, los plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos, los que en ocasiones son además seguidos por extensos procesos de judicialización. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

Colbún tiene como política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la Compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida de estos.

### B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector energético, donde los proyectos de inversión tienen plazos considerables en lo relativo a la obtención de permisos, el desarrollo, la ejecución y el retorno de la inversión. Colbún estima que los cambios regulatorios deben hacerse considerando las complejidades del sistema eléctrico y manteniendo los incentivos adecuados para la inversión. Es importante disponer de una regulación que entregue reglas claras y transparentes, que consoliden la confianza de los agentes del sector.

## Chile

### Leyes Promulgadas

1. El 30 de abril se publicó la **Ley de Normalización Tarifaria (Ley 21.667)**, el cual contempla medidas para descongelar gradualmente las tarifas de suministro eléctrico. Para ello realiza modificaciones principalmente a la Ley 21.472:
  - Extiende la vigencia del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) hasta el 2035 y aumenta los recursos contabilizados para la operación del MPC desde 1.800 a 5.500 MMUSD.
  - Habilita el financiamiento mediante el FET de un subsidio transitorio para clientes residenciales vulnerables.
  - Permite que las diferencias derivadas de las variaciones mensuales del precio de los contratos sean reconocidas como documentos de pago, acorde al mecanismo MPC.
  - Descongela las tarifas de distribución (VAD) de forma gradual.

De los acuerdos derivados de la discusión parlamentaria, se definió la creación de una Mesa Técnica que ha sesionado desde fines de mayo con el fin de buscar alternativas para aumentar el monto anual de subsidio transitorio, así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados. En concordancia con la discusión que se ha generado en esta mesa, el 1 de julio el ministro de Energía anunció un nuevo proyecto de ley con el objetivo de triplicar la cobertura del subsidio eléctrico. Las principales medidas del proyecto son:

- Aumento transitorio del impuesto a las emisiones de carbono.
- Incremento del aporte fiscal derivado de la mayor recaudación de IVA por el alza tarifaria
- Aumento temporal del valor adicional de Cargo por Servicio Público para grandes consumidores (consumo mensual mayor a 5.000 kWh).
- Modificación legal para que los clientes regulados puedan comprar energía los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

La Mesa Técnica espera despachar el proyecto a más tardar el 30 de julio.

El 5 de julio el Ministerio de Energía publicó el **decreto de precio nudo promedio** en el Diario Oficial, en conformidad con lo establecido en la Ley 21.667. Con ello, se hace efectivo el proceso de normalización de precios de energía de los contratos regulados, y los clientes observarán un aumento en sus cuentas de electricidad a partir de la facturación del consumo de julio.

2. El 8 de abril se publicó la **Ley Marco de Ciberseguridad (Ley 21.663)** que establece la institucionalidad, principios y la normativa general de ciberseguridad para organismos del Estado e instituciones determinadas. Conforme a lo establecido en la ley, ésta se aplicará a instituciones privadas que realicen actividades de generación, transmisión o distribución eléctrica, por considerarse servicios esenciales. Por lo que las obligaciones y deberes que emanan de esta ley son de especial interés de Colbún.

### Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

1. El **Proyecto de Ley de Transición Energética**: el día 9 de julio la sala del senado despachó el proyecto de ley pasando a la Cámara de Diputados en segundo trámite constitucional. En este proceso, el senado rechazó la propuesta de modificación al artículo 114 bis, que incorporaba un nuevo mecanismo de reasignación de ingresos tarifarios extraordinarios y el umbral que debía considerar la Comisión de manera transitoria. En consecuencia, se suscribió un protocolo para presentar una propuesta de metodología para los ingresos tarifarios en segundo trámite constitucional, los puntos a discutir serán los siguientes:

- Indicación de IT extraordinarios: se buscará mantener la reasignación por retraso de obras (Art. 114 bis LGSE), se discutirá la implementación de un mecanismo transitorio y otro permanente, que sea competitivo.
- Indicación de Integración Vertical (Art. 7 LGSE): será para garantizar la libre competencia en el sector.

Respecto al proyecto de ley original se mantiene hasta el momento lo relacionado al:

- Desarrollo de obras urgentes de expansión del sistema de transmisión: en donde el Ministerio de Energía tendrá un mecanismo que le permitirá excluir obras del proceso de planificación de la transmisión, pudiendo disponer que se ejecuten mediante decreto exento dado su carácter de necesarias y urgentes.
- Licitación de las obras de ampliación: estas serán licitadas por sus propietarios y el proceso de revisión de VI de obras de ampliación adjudicadas.

2. **Evaluación Ambiental 2.0**: El miércoles 10 de enero de 2024 el Ejecutivo ingresó este proyecto al Senado, el cual busca fortalecer la institucionalidad ambiental contenida en la ley 19.300, mejorar su eficiencia entregando certeza y previsibilidad y modificar cuerpos legales asociados. Sus principales propuestas son:

- Participación temprana voluntaria: los inversionistas podrán mejorar el diseño de sus proyectos en etapas tempranas, previo el ingreso al sistema.
- Tecnificación de las decisiones: dota de mayores atribuciones al SEA y elimina instancias políticas, como el Comité de Ministros y las Comisiones de Evaluación Ambiental (COEVA).
- Establece una sola vía de impugnación para evitar tiempos excesivos y reenvíos entre tribunales y administración.

Actualmente el proyecto se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia simple y su discusión se encuentra detenida a la espera de la recepción de indicaciones cuyo plazo originalmente estaba fijado para el 28 de junio, y que se extendió al 12 de julio.

3. **Sistema Inteligente de Permisos**: El proyecto que busca simplificar y reducir el tiempo de tramitación de permisos sectoriales. Sus principales propuestas son:

- Establecimiento de un marco normativo común: para la tramitación y regulación de autorizaciones sectoriales.
- Creación del "Sistema para la Regulación y Evaluación Sectorial": organismo que busca avanzar a hacia un régimen de autorizaciones más coherente, integrado y moderno.

- Creación del “Servicio para la Regulación y Evaluación Sectorial”: institucionalidad que velará por el progresivo perfeccionamiento de la normativa sectorial y el correcto funcionamiento del Sistema.
- Establecimiento de normas procedimentales mínimas y un Sistema de Información Unificado de Permisos Sectoriales.
- Modificación de 37 cuerpos normativos: apuntando a la eficiencia administrativa y reducción de tiempos.

Actualmente el proyecto se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia calificada de suma, y está siendo revisado por la Comisión de Economía.

4. **Proyecto de Ley sobre Uso de Agua de Mar para Desalinización**: El 7 de junio de 2024 el Ejecutivo ingresó al Senado una indicación sustitutiva al proyecto de ley sobre uso de agua de mar para desalinización, el cual estaba en pausa desde el año 2022.

La iniciativa se encuentra actualmente en proceso de audiencias en la Comisión de Recursos Hídricos del Senado y han asistido diversas instituciones como ACADES, Consejo Minero, Asociación de Gobernadores Regionales y académicos a entregar su opinión, planteamientos y propuestas.

Las principales medidas que se proponen en este Proyecto de Ley son:

- La creación de una concesión o destinación marítima especial para desalinización.
- La posibilidad de solicitar o imponer servidumbres legales de acueductos.
- La creación de una Estrategia Nacional de Desalinización.
- La modificación de otros cuerpos legales para habilitar esta industria.

#### Otros Anuncios Regulatorios Relevantes

1. **Modificación al Reglamento de Coordinación y Operación**: El 4 de abril de 2024, el Ministerio de Energía dio a conocer el diagnóstico y Plan de Trabajo para la modificación del “Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” (Reglamento 125/2017). El plan contempla 5 fases durante un periodo de 15 meses, los que consideran 6 semanas para escuchar las propuestas de la industria. Posteriormente, el ministerio presentará una propuesta preliminar de modificaciones que podrá ser observada por la industria, y en octubre de este año presentará la propuesta conceptual definitiva. El proceso de redacción de articulado está pensado para el último trimestre 2024 y el proceso de consulta pública para los primeros meses de 2025.

El diagnóstico presentado por el Ministerio se centró en 4 áreas, con foco especial en las materias derivadas de la publicación de la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad a fines del año 2022. Las materias son:

- Nuevas Tecnologías: Dar mayores certezas a los desarrolladores de proyectos de sistemas de generación-consumo y sistemas de almacenamiento.
- Mercado de Corto Plazo: Analizar la metodología y supuestos del cálculo de garantías para la participación en el mercado, considerando un adecuado equilibrio entre el riesgo e incentivo para no introducir barreras de entrada.
- Coordinación de la Operación: Discutir el mecanismo de prorrata de generación en función de principios de proporcionalidad y limitaciones Técnicas. Evaluar herramientas de despacho automatizado y esquemas de control automático para la Coordinación de la Operación.
- Declaración en Construcción: Optimizar el actual proceso de declaración en construcción de proyectos.

Luego de la fase de presentación de las asociaciones gremiales finalizada el 14 de mayo, el Ministerio presentaría sus propuestas preliminares, sin embargo, se aplazaron hasta septiembre 2024.

La modificación de este reglamento es muy relevante, dadas las materias que son reguladas en él.

**Reglamento de Pequeños Medios de Generación (DS 88)**: El 3 de julio el Ministerio presentó el diagnóstico institucional en donde indicó que la modificación se centrará en los ejes:

- Coordinación de la operación.
- Nuevas tecnologías.
- Conexión a la red.
- Mercados (precio estabilizado).
- Otros temas.

Entre julio y agosto de 2024 sesionará la Mesa de Trabajo.

2. **Norma Técnica PMGD (conexión y operación):** ACERA y sus asociados han planteado dificultades para que se desarrollen PMGD con almacenamiento.

En consecuencia, el 24 de junio la SEC emitió un oficio en donde establece nuevas directrices para la evaluación de PMGD con sistemas de almacenamiento ajustados por bloques horarios. Actualmente se está a la espera de la publicación.

3. **Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS):** El 27 de junio comenzó el trabajo del comité consultivo para la modificación de la norma técnica. Los objetivos de la modificación son:

- Actualizar o incorporar, cuando corresponda, exigencias de seguridad y calidad de suministro: considerando la transición energética, alta penetración de energías renovables, nuevas tecnologías de gestión temporal y la descarbonización proyectada de la matriz energética.
- Ajustar y disminuir las redundancias entre el cuerpo principal y los anexos: así como detectar y dar solución que se han suscitado por la norma vigente.

Además, el 8 de julio la comisión presentó el levantamiento preliminar de la Modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

4. **Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030;** El 2 de mayo de 2024 fue presentado el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030, luego de un proceso de consulta pública. Este Plan define la Hoja de Ruta para el despliegue de esta industria, conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, el territorio y las comunidades. El Plan se elaboró en coordinación con distintos organismos, ministerios, gobernanzas locales y empresas privadas, intentando abarcar todos los aspectos que inciden en los proyectos de hidrógeno verde. El texto contempla 81 medidas, distribuidas en 18 líneas de trabajo, las que serán implementadas en dos etapas:

- La primera entre el 2023 y el 2026: explorará establecer las condiciones que permitan el desarrollo de la industria definiendo estándares ambientales, sociales y laborales, además de contar con un sistema de permisos eficientes, impulsar la investigación científica en torno a la industria y avanzar en incentivos tributarios y financieros.
- La segunda entre el 2026 y hasta el 2030: considera contar con los instrumentos de ordenamiento territorial, regulatorios, el desarrollo local, la participación ciudadana y preparación del capital humano para la concreción del desarrollo del hidrógeno verde.

5. **Plan de Descarbonización:** El 25 de enero finalizaron las mesas de trabajo en torno a la creación de una Hoja de Ruta para la descarbonización con foco al 2030. Iniciativa liderada por los Ministerios de Energía y Medio Ambiente. Adicionalmente, el 25 de marzo se realizó la primera reunión del Comité de Carbono Neutralidad y Resiliencia, instancia convocada por los Ministerios del Medio Ambiente, Economía, Energía y Ciencia. El comité está compuesto por 19 personas del sector privado, la academia y la sociedad civil, los cuales tendrán el objetivo de apoyar técnicamente a los ministerios en el proceso de acelerar la transición hacia la carbono-neutralidad y fortalecer la resiliencia de la economía. En esta instancia trabajaron durante 5 meses en aproximadamente 15 medidas o acciones de corto plazo, de gran impacto en la carbono neutralidad, impulsadas principalmente por el sector privado, y que consideren materias que no estén abordadas actualmente en otros procesos.

Las mesas de trabajo se centraron en tres temáticas:

- Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura.
- Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.
- Transición Energética Justa y Comunidades.

### Causas en el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)

1. **Demanda contra CNE por Condición de Inflexibilidad en la Norma Técnica (NT) de Gas Natural Licuado (GNL):** En diciembre de 2021, las empresas Hidromaule y Eléctrica Puntilla demandaron a la CNE ante el TDLC, por infringir la libre competencia establecida en el Decreto Ley N° 211, al definir la condición de inflexibilidad en la “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado”.

El proceso ha pasado por diversas instancias de reclamación ante la Corte Suprema para que sea tramitado por el TDLC. Actualmente la causa está siendo revisada por el Tribunal, y se encuentra en proceso de audiencias de testigos.

2. **Liberalización Umbral 300 kW:** El 13 de diciembre de 2023, el Ministerio de Energía presentó una solicitud al TDLC para que elaborara un informe respecto de la rebaja del umbral de potencia conectada para optar a régimen de precio libre a 300 kW, en concordancia con lo expuesto en el Art. 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El Tribunal recibió antecedentes hasta el 24 de febrero, haciéndose presente más de 20 entidades en el proceso. El 17 de julio se realizó la audiencia pública donde presentó el Ministerio, Colbún e interesados. El proceso finalizará con la publicación del informe del Tribunal en los próximos meses. Esta causa es relevante para Colbún pues, es de particular interés el desarrollo de regulación preventiva que acompañe el proceso de liberalización progresiva del mercado minorista chileno, con el objeto de asegurar condiciones adecuadas de competencia entre los agentes comercializadores de energía.

## Perú

### Leyes Promulgadas

1. El 24 de marzo de 2024, se publicó en El Peruano la **Ley de Fomento del Hidrógeno Verde (Ley N° 31992)**. A continuación, se mencionan los aspectos más relevantes de la ley:
  - Política y Planificación: El MINEM formulará las políticas y los planes energéticos sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, así como el otorgamiento de beneficios económicos y fiscales, y el establecimiento de metas a corto, mediano y largo plazo. Además, de Incentivar el desarrollo y la producción del hidrógeno verde a nivel industrial a partir de los excedentes de energía eléctrica renovable y para su aplicación como mezcla en la red de gas.
  - Declaración de Interés Nacional: Se promulga la declaración de interés nacional la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y vector energético.
  - Certificado Verdes: El MINEM deberá publicar en el reglamento de la Ley, los requisitos necesarios para la obtención de la certificación de origen verde del hidrógeno verde. En un plazo no mayor de 180 días calendario desde la entrada en vigor de la Ley (19 de setiembre de 2024), se deberá publicar el reglamento y la normativa adicional necesaria para su aplicación.
2. El 4 de julio se ha publicado la **Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia de reactivación económica, simplificación y calidad regulatoria, actividad empresarial del Estado, seguridad ciudadana y defensa nacional (Ley N° 32089)**. En materias en donde el Poder Ejecutivo tenga facultades legislativas, por ejemplo, en el sector eléctrico, en:

- Aprobar mejorar regulatorias en la Ley 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, con el objetivo de incrementar la competencia en la actividad de generación de energía eléctrica y promover una mayor inversión en nuevas fuentes de generación de energía eléctrica para el suministro de los usuarios regulados, a fin de contar con energía eléctrica a menor costo y menos contaminante, lo que contribuirá a reducir las tarifas eléctricas de los usuarios regulados.
- Modificar el artículo 2 de la Ley N° 31992: Ley de Fomento del Hidrógeno Verde para promover el desarrollo del hidrogeno verde
- Promover el desarrollo de la infraestructura petroquímica nacional: Para la implementación y operación de Plantas Petroquímicas que incluyan la producción de urea y fertilizantes.
- Modificar los artículos 8, 9, 14, 15, y 18 de la Ley General de Electrificación Rural (N° 28749), y artículos conexos: Para acelerar la ejecución de proyectos de electrificación rural.
- Fortalecimiento de la masificación del gas natural: creando un mecanismo de compensación para el acceso descentralizado que nivele los precios finales para los usuarios regulados del servicio de distribución por red de ductos a nivel nacional

Cabe resaltar, que la norma concede esta delegación al Poder Ejecutivo por un lapso de 90 días contados a partir de su entrada en vigencia.

### Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

1. **El Proyecto de Ley que busca modificar la Ley 28832** (PdL 2139/2021, PdL 3662/2022, PdL 4565/2022 y PdL 4748/2022), se aprobó el 9 de junio 2023 en el Dictamen 30 de la Comisión de Energía y Minas. Este proyecto unificado plantea los siguientes temas:
  - Servicios Complementarios: Se incluyen como agentes de mercado a los proveedores de servicios complementarios. Asimismo, la operación y administración de este mercado serán reglamentados por el MINEM. La entrada del mercado de servicios complementarios será el 01 de enero del 2026 y la responsabilidad de pago se da a quienes generen la inestabilidad. Este mercado de servicios complementarios no excluye a ningún agente.
  - Licitaciones del Mercado Regulado: Se contempla la compra en bloques de energía o potencia y energía en forma separada o conjunta, en las condiciones que establezca el reglamento. Se establecen los plazos de licitación, categorizados como corto, mediano y largo plazo, siendo el plazo máximo por contratar de 15 años. Además, los contratos bilaterales tendrán como plazo máximo 2 años.
  - Precios de Tarifa en Barra: El precio en barra que fija el Osinergmin no puede diferir en más de 10% del promedio ponderado de precios libres y regulados, tomando como fecha de corte el 31 de marzo de cada año.
  - Licitaciones en Sistemas Aislados: Se prioriza la generación renovable en las licitaciones del MINEM.
  - Coexistencia de Contratos: Repartición de la energía y/o potencia consumida que respete los términos y condiciones de los contratos vigentes.

El 5 de junio de 2024, la Comisión de Economía, Banca, Finanzas e Inteligencia Financiera se declaró inhibida, es decir, no se consideró competente para tratar la materia en cuestión. Actualmente, este proyecto está a la espera de ser debatido en el pleno del Congreso.

2. **El Proyecto de Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural** (PdL 679/2021, PdL 1453/, PdL 523/2021, PdL 817/2021 y PdL 1939/2021) es el resultado de múltiples Proyectos de Ley que se presentaron durante el 2021 y 2022 en la Comisión de Energía y Minas, los cuales se unificaron bajo el Dictamen 15. Posteriormente, el 23 de junio de 2023, obtuvo la aprobación en el pleno del Congreso. Las principales propuestas se detallan a continuación:
  - Promoción de proyectos de distribución del gas natural: Se busca el incremento de infraestructura de distribución de gas natural por ductos mediante proyectos promovidos por el MINEM en aquellos departamentos o provincias que no cuenten con dicha infraestructura. El financiamiento de estos proyectos será dado por el Fondo de Inclusión Social Energética (FISE), o del Sistema de Seguridad Energética de Hidrocarburos (SISE).

- Creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural: Se busca crear un mecanismo de compensación para nivelar los precios del Gas Natural para los usuarios de concesiones de distribución. Los precios de referencia son los precios finales de las categorías tarifarias donde se encuentre la mayor concentración de la demanda en concesiones de distribución de gas natural conectadas al sistema de transporte por ductos. El mecanismo de compensación es aplicado a través de un descuento tarifario en la facturación mensual de los usuarios beneficiarios. Para los usuarios del Gas Natural Vehicular (GNV), el mecanismo se aplica indistintamente de si consumo es por ductos u otra modalidad. Este mecanismo es financiado por el FISE en primera instancia, o por el recargo al servicio de transporte de gas natural por ductos a los clientes que hagan uso de este si los fondos del FISE no cubren los montos de compensación. En el caso de las generadoras, se hace un recargo al peaje de conexión al sistema principal de transmisión.
- Creación de la Agencia de Inventarios de Combustibles: Su función principal es administrar, proveer y disponer de instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos consideradas estratégicas por el Estado peruano, con el fin de garantizar el abastecimiento continuo de combustibles, GLP y otros hidrocarburos.

Por otra parte, el 14 de noviembre de 2023, se presenta la autógrafa al presidente de la República con un plazo de 15 días hábiles. Luego, el 4 de diciembre de 2023, el presidente de la República observa la autógrafa en puntos tales como el Sistema de Seguridad energética en hidrocarburos, el cargo y desino del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, la financiación del FISE, el destino del fondo, la administración del fondo y cumplimiento de disposiciones, y, por último, la supervisión y fiscalización. En consecuencia, el PdL el 04 de diciembre de 2023 ha vuelto a la Comisión de Energía y Minas para su revisión. El 18 de abril de 2024, la Comisión de Energía y Minas devolvió el mismo dictamen para su debate en el pleno.

Este proyecto volvió a debate en el pleno el 2 de mayo de 2024. Sin embargo, la discusión pasó a un cuarto intermedio para revisar el rango de consumo de los beneficiarios de la tarifa nivelada en la totalidad del mercado regulado. Actualmente, sigue paralizado y en espera de una opinión definitiva.

3. **El Proyecto de Ley Fomento y Desarrollo de Transporte Verde** (PdL 7301/2022, PdL 3039/2022, PdL 5515/2022, PdL 4903/2022, PdL 6798/2023, y PdL 2617/2024) estos PdL tiene como finalidad de declarar de interés nacional la promoción del uso de vehículos eléctricos, híbridos y la implementación de la infraestructura de carga necesaria como resultado de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la reducción en la importación de combustibles líquidos. El 06 de junio de 2024 se aprobó el dictamen de la Comisión de Energía y Minas. Este dictamen de los proyectos unificados plantea los siguientes temas:
  - Formulación de políticas y planes energéticos sectoriales por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), alineados con el Ministerio de Transporte y Comunicaciones (MTC) y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)
  - Incentivos económicos para adquirir vehículos eléctricos e híbridos, renovar flota vehicular e implementar infraestructura de carga, ii) exoneración del IGV y el Impuesto al Patrimonio Vehicular (IPV) por 5 años para vehículos eléctricos, y beneficios económicos y tributarios para la fabricación, ensamblaje o importación de vehículos eléctricos e híbridos.
  - Desarrollo de infraestructura para la carga y mantenimiento de vehículos eléctricos e híbridos, y promoción de investigación, desarrollo e innovación en tecnologías de electromovilidad.
  - Promoción de vehículos eléctricos como herramienta para emprendimiento de micro y pequeños empresarios, y fomento de la electromovilidad en el transporte público de pasajeros.
4. **El Proyecto de Ley de Beneficios Tributarios.** (PdL 6747/2023), el 6 de marzo de 2024, la comisión de energía y minas aprobó el Dictamen que plantea prorrogar la vigencia del beneficio tributario dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1058 referido a la depreciación acelerada hasta el 31 de diciembre de 2035 para promover la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables.

## Principales Novedades en Decretos Supremo en Tramitación

1. El 12 de marzo de 2024 se publicó la **Resolución Ministerial N° 091-2024-MINAM** que dispone la publicación de dos proyectos Decretos Supremos:
  - El Proyecto de Decreto Supremo que busca modificar el Reglamento de la Ley N° 27.446, conocida como la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. Su principal objetivo es agilizar el procedimiento de certificación ambiental para los titulares de proyectos de inversión para reducir los costos asociados a las demoras y los proyectos sean aprobados en plazos menores o dentro de los establecidos en la Ley del SEIA y su Reglamento.
  - El Proyecto de Decreto Supremo que tiene como objetivo aprobar los Términos de Referencia de los estudios ambientales para proyectos con características comunes o similares, según lo establecido en el anexo 1 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas. Entre otros aspectos, esta propuesta proporcionaría los términos de referencia para la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de centrales fotovoltaicas, así como para el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) de las centrales eólicas.
2. El 20 de junio de 2024, se publicó la Resolución Ministerial N° 253-2024-MINEM/DM, que aprueba los Lineamientos para la elaboración del Plan de Participación Ciudadana (PPC) de los Estudios de Impacto Ambiental semidetallados (EIA-sd) del subsector Electricidad. Estos lineamientos establecen los requisitos y contenidos mínimos que los titulares deberán cumplir al elaborar dicho plan, previo a su solicitud de evaluación y aprobación por parte de la autoridad ambiental competente. Además, pone a disposición formatos de cuadro que el Titular puede usar para presentar la información mencionada anteriormente.

## Otros Anuncios Regulatorios Relevantes

1. **Agenda Temprana - MINEM 2024:** El 31 de enero de 2024 mediante la Resolución N° 026-2024-MINEM/DM se aprobó la Agenda Temprana 2024 del Ministerio de Energía y Minas. Esta agenda tiene como objetivo principal informar sobre los 33 problemas públicos que han sido priorizados para su atención durante el año 2024, mediante la emisión o modificación de normativas. De estos problemas públicos, 15 corresponden al sector energía y 8 al sector hidrocarburos. Además, facilita la participación activa de ciudadanos y empresas del sector, recopilando información y evidencia relevante sobre los problemas planteados.
2. **Informe Final de Gestión 2023 -2024 de la Comisión de Energía y Minas:** El 17 de junio de 2024, la Comisión de Energía y Minas presentó el informe final de gestión correspondiente al periodo legislativo 2023-2024. Este informe documenta y evalúa su trabajo, resumiendo actividades, estado de los proyectos, así como los desafíos y logros alcanzados. En dicho informe, se menciona que durante el periodo anual de sesiones 2023-2024, la Comisión asumió 85 proyectos de ley, de los cuales se debatieron y aprobaron 35 dictámenes y se publicaron 3 leyes.

A la fecha, se espera que a mediados de agosto se reconstituya la Comisión de Energía y Minas para el periodo 2024-2025.

## B.2 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también a las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartes u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

### B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes:

- La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).

- La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

La exposición a flujos en monedas distintas al dólar se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía denominada directamente o con indexación al dólar.

Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares.

Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

La exposición al descalce de cuentas de Balance se encuentra mitigada mediante la aplicación de una Política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales denominadas en monedas distintas al dólar. Para efectos de lo anterior, Colbún mantiene una proporción relevante de sus excedentes de caja en dólares y adicionalmente recurre al uso de derivados, siendo los más utilizados swaps de moneda y forwards.

### **B.2.2 Riesgo de tasa de interés**

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

Al 30 de junio de 2024, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 92% a tasa fija y 8% a tasa flotante.

### **B.2.3 Riesgo de crédito**

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. A la fecha, la mayoría de las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

En el último tiempo, Colbún ha expandido su presencia en el segmento de clientes libres medianos y pequeños, por lo cual ha implementado nuevos procedimientos y controles relacionados con la evaluación de riesgo de este tipo de clientes y seguimiento de su cobranza. Trimestralmente se realizan cálculos de provisiones de incobrabilidad basados en el análisis de riesgo de cada cliente considerando el rating crediticio del cliente, el comportamiento de pago y la industria entre otros factores.

Con respecto a las colocaciones en Tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio y revisados periódicamente.

Al 30 de junio de 2024, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “money market”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 10 de los Estados Financieros.

### **B.2.4 Riesgo de liquidez**

Este riesgo viene dado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, entre otros. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 30 de junio de 2024, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$906 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 21 días (se incluyen depósitos con

duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados).

Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy:

- Cinco líneas de bonos, una por un monto de UF 7 millones con vigencia a treinta años (desde su aprobación en agosto 2009). Dos por un monto conjunto de UF 7 millones con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en febrero 2020), y dos por un monto de UF 7 millones cada una con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en mayo 2024), y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$67 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$102 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de junio de 2024, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 30 de junio de 2024 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es acotado.

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 22 de los Estados Financieros.

### **B.2.5 Medición del riesgo**

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo con lo presentado en párrafos anteriores. La gestión de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y en coordinación con las demás divisiones de la Compañía.

Con respecto a los riesgos del negocio, específicamente con aquellos relacionados a las variaciones en los precios de los commodities, Colbún ha implementado medidas mitigatorias consistentes en indexadores en contratos de venta de energía y coberturas con instrumentos derivados para cubrir una posible exposición remanente. Es por esta razón que no se presentan análisis de sensibilidad.

Para la mitigación de los riesgos de fallas en equipos o en la construcción de proyectos, la Compañía cuenta con seguros con cobertura para daño de sus bienes físicos, perjuicios por paralización y pérdida de beneficio por atraso en la puesta en servicio de un proyecto. Se considera que este riesgo está razonablemente acotado.

Con respecto a los riesgos financieros, para efectos de medir su exposición, Colbún elabora análisis de sensibilidad y valor en riesgo con el objetivo de monitorear las posibles pérdidas asumidas por la Compañía en caso de que la exposición exista. El riesgo de tipo de cambio se considera acotado por cuanto los principales flujos de la Compañía (ingresos, costos y desembolsos de proyectos) se encuentran denominada directamente o con indexación al dólar.

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de junio de 2024 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$6,4 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

La exposición asociada a la variación de tasas de interés es medida como la sensibilidad del gasto financiero mensual ante un cambio de 25 puntos básicos en la tasa variable de referencia, siendo esta la tasa SOFR. De esta forma, un alza de 25 puntos básicos en la tasa SOFR significaría un aumento en el gasto financiero mensual por devengo de US\$33 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$33 mil en el gasto financiero mensual por devengo. La Compañía considera el riesgo de variación de tasas de interés acotado.

El riesgo de crédito se encuentra acotado por cuanto Colbún opera únicamente con contrapartes bancarias locales e internacionales de alto nivel crediticio y ha establecido políticas de exposición máxima por contraparte que limitan la concentración específica con estas instituciones. En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a BBB y las entidades extranjeras tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión.

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 26%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Respecto a los derivados, la contraparte que concentra la mayor participación alcanza un 72% en términos notacionales.

El riesgo de liquidez se considera bajo en virtud de la relevante posición de caja de la Compañía, la cuantía de obligaciones financieras en los próximos doce meses y el acceso a fuentes de financiamiento adicionales.

## *EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD*

---

Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad. Este documento podría contener declaraciones sobre perspectivas futuras de la Compañía y debe ser considerado como estimaciones sobre la base de buena fe por parte de Colbún S.A. En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. publica en su sitio web ([www.colbun.cl](http://www.colbun.cl)) y envía a la Comisión para el Mercado Financiero los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas. Dichos documentos se encuentran disponibles para su consulta y examen y deben ser leídos como complemento a este reporte.