

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

31 de Marzo de 2025



1º TRIMESTRE 2025

ÍNDICE

1T25 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	6
Generación y Ventas Físicas Chile	6
Generación y Ventas Físicas Perú	8
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	9
Análisis Resultado Operacional Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	11
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	12
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	13
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	15
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	17
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	18
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	18
Gestión de riesgo	24

Conference Call Resultados 1T25

Fecha: Martes 06 de mayo 2025
Hora: 03:00 PM Eastern Time
03:00 PM Chilean Time

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

Link Evento:
<https://mm.closir.com/slides?id=106945>

Contacto Relación con Inversionistas:

Soledad Errázuriz V.
serrazuriz@colbun.cl
+ (56) 2 24604450

Isidora Zaldivar S.
izaldivar@colbun.cl
+ (56) 2 24604308

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del primer trimestre del año 2025 (1T25) ascendieron a **US\$412,5 millones**, aumentando un 8% respecto a los ingresos registrados el primer trimestre del año 2024 (1T24), debido principalmente a mayores ventas a clientes bajo contrato en ambos países. En Chile, fundamentalmente dada la incorporación de los contratos de las sociedades de ILAP recientemente adquiridas y en Perú producto principalmente de la entrada en vigencia de contratos con Electro Oriente y Distriluz. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores ventas en el mercado spot en ambos países, asociadas a la menor generación registrada en el período en Chile.
- El **EBITDA** consolidado del 1T25 alcanzó **US\$178,5 millones**, aumentando un 21% respecto al EBITDA de US\$147,5 millones en 1T24, debido principalmente a (1) los mayores ingresos de actividades ordinarias mencionados anteriormente y a (2) los menores costos de materias primas en Chile, fundamentalmente asociados a (i) un menor consumo de carbón asociado a la menor generación con dicho combustible y (ii) un menor costo de gas producto del menor precio promedio de compra, a pesar de la mayor generación a partir de este combustible respecto al 1T24.
- El **Resultado no operacional** el 1T25 presentó una pérdida de **US\$16,1 millones**, en línea con la pérdida de US\$16,6 millones registrada en 1T24.
- El 1T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$23,3 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$21,1 millones en 1T24. Este aumento se debe principalmente a la mayor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la apreciación del Sol Peruano durante el 1T25 y su impacto sobre impuestos diferidos.
- La Compañía presentó en 1T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$82,4 millones**, comparado con una ganancia de US\$58,8 millones en 1T24, principalmente debido al mayor resultado operacional registrado en el periodo mencionado anteriormente.

Hechos destacados del trimestre

ESTRATEGIA COMERCIAL:

● Durante el 1T25, se han firmado en Chile contratos de venta de energía por 139 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Grupo SMU, por un total de 60 GWh anuales por 4 años a partir de marzo 2025. Por su parte, en Perú se adjudicaron contratos de suministro por 23 MW anuales. La adjudicación más importante fue la renovación por 5 años con el cliente minero Operadores Concentrados Peruanos (15 MW).

AVANCES DE PROYECTOS:

● Durante el 1T25, los principales avances de la Compañía en proyectos de energías renovables y de almacenamiento fueron:

En Perú:

- Proyecto Eólico Bayóvar: El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se aprobó el 1T25 por parte del SENACE.

En Chile:

- BESS Celda Solar: El avance del proyecto es de un 13%, relacionado principalmente con la construcción de las fundaciones de las baterías, obras civiles en la subestación Chaca, Roncacho y en la línea de transmisión respectiva.
- Horizonte: El avance del proyecto es de un 99%. Nos encontramos finalizando el proceso de pruebas para iniciar operación comercial.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

● Durante el 1T25, algunas de nuestras principales centrales llevaron a cabo sus mantenimientos mayores para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:

- Central Térmica Santa María: desde el 03 de diciembre 2024 hasta el 20 de febrero 2025
- Central Hidroeléctrica Angostura: desde el 24 de marzo hasta el 16 de abril de 2025
- Central Hidroeléctrica Los Quilos: desde el 31 de marzo hasta el 17 de abril de 2025
- Central Hidroeléctrica Machicura: desde el 24 de febrero hasta 28 de marzo de 2025
- Central Hidroeléctrica Quilleco: desde el 15 de marzo hasta el 20 de marzo de 2025
- Central Hidroeléctrica Rucue: desde el 04 de febrero hasta el 01 de marzo de 2025

● De acuerdo a lo informado al Coordinador Eléctrico Nacional, desde el día 23 de marzo, la CT Santa María se encuentra indisponible producto de una pérdida de lubricación de la turbina de vapor, que ocasionó un bloqueo del eje de la misma, esto, tras la apertura de ambos circuitos de la línea Santa María- Charrúa por incendios forestales. Según la información disponible a la fecha, se estima que la reparación del equipo dañado tomará al menos dos meses desde la fecha del siniestro. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para este tipo de siniestros.

OPERACIÓN DEL SISTEMA:

● El 25 de febrero de 2025, Chile experimentó un apagón masivo que afectó a 14 de las 16 regiones del país, dejando sin electricidad al 100% del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La causa fue una falla en la línea de transmisión de 500 kV entre Vallenar y Coquimbo, de propiedad de ISA Interchile, que provocó la separación del Sistema Eléctrico Nacional en dos islas eléctricas inestables. Actualmente la SEC está realizando las investigaciones correspondientes de acuerdo con la normativa vigente, luego del envío del informe Estudio para Análisis de Falla (EAF) respectivo por parte del CEN.

Hechos posteriores del trimestre

PEC:

- El 2 de abril, se concretó la segunda y última venta de DDP relacionados con el mecanismo de estabilización de precios, según la Ley PEC III, por un monto total de US\$41 millones. Cabe señalar que lo anterior no tendrá un efecto material en los resultados de Colbún.

DIVIDENDOS:

- Con fecha 23 de abril, la Junta Ordinaria de Accionistas, aprobó repartir un dividendo definitivo por US\$26,5 millones, que sumado a los US\$99,7 millones pagados el 13 de diciembre de 2024, alcanza un total de US\$126,2 millones, que representa el 50% de la utilidad líquida distribuible del año 2024, correspondiente a la política de dividendos.

CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA:

- El 8 de abril, Colbún firmó un acuerdo con Atlas Renewable Energy de compraventa de energía para un proyecto de almacenamiento de baterías con una capacidad instalada de 230 MW y un almacenamiento de 920 MWh diarios que se ubicará en la comuna de María Elena. El acuerdo tiene una duración de 15 años a partir del año 2027.

AVANCES DE PROYECTOS:

- BESS Diego de Almagro Sur: Este proyecto considera un sistema de almacenamiento de 228 MW, equivalente a 912 MWh de generación. En abril, se publicó la decisión de inversión del proyecto, con un monto aprobado de US\$205 millones. Para este proyecto, la Compañía firmó un contrato de suministro de baterías con el fabricante Canadian Solar.

FUSIONES Y ADQUISICIONES:

- Según lo informado por la Compañía el 29 de abril de 2025 por Hecho Esencial, su filial Colbún Perú S.A. ha firmado un contrato de compraventa para la adquisición del 41,379% de la propiedad de Fenix Power Perú S.A para alcanzar así el 100% de la propiedad.

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 1T24 y 1T25.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

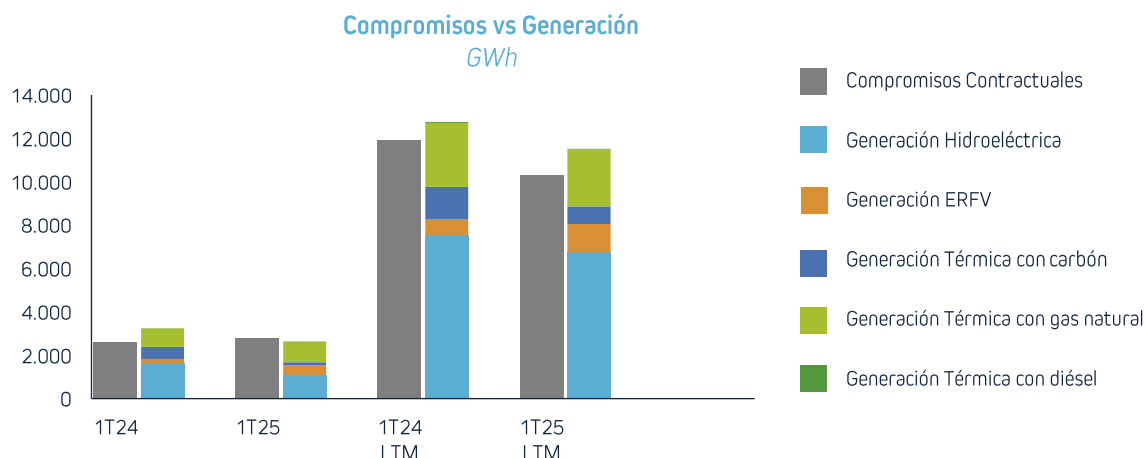
Ventas	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Total Ventas Físicas (GWh)	2.786	3.131	(11%)
Cientes Regulados	401	245	64%
Cientes Libres	2.385	2.348	2%
Ventas en el Mercado Spot	0	539	-
Potencia (MW)	1.517	1.258	21%
Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Total Generación (GWh)	2.627	3.224	(19%)
Hidráulica	1.088	1.624	(33%)
Térmica	1.087	1.398	(22%)
Gas	942	832	13%
Diésel	6	2	284%
Carbón	138	565	(76%)
ERFV	452	202	-
Eólica*	293	21	-
Solar	159	181	(13%)
Compras en el Mercado Spot (GWh)	205	0	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(205)	539	-

(*): Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras.
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 1T25 alcanzaron **2.786 GWh**, disminuyendo un 11% en comparación con el 1T24. Esta diferencia es explicada principalmente por las menores ventas físicas al mercado spot, debido a la menor generación del periodo. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por las mayores ventas a clientes regulados, fundamentalmente dada la incorporación de los contratos de las sociedades Norvind y San Juan recientemente adquiridas.

Por su parte, la **generación** de Colbún del trimestre alcanzó **2.627 GWh**, disminuyendo un 19% respecto al 1T24, debido fundamentalmente a (1) la menor generación hidroeléctrica (-536 GWh), la cual se explica principalmente por una condición hidrológica menos favorable que en 1T24 y (2) una menor generación en base a carbón (-427 GWh) principalmente debido al menor despacho económico durante el trimestre y a la menor disponibilidad producto del mantenimiento mayor de la central, realizado en el periodo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) una mayor generación eólica (+273 GWh) producto de la generación de las centrales Horizonte, San Juan y Totoral y (2) la mayor generación en base a gas (+111 GWh) principalmente por la mayor disponibilidad durante el periodo, debido a que en 1T24 Nehuenco U2 se encontraba fuera de servicio tras el incendio ocurrido en 3T23.

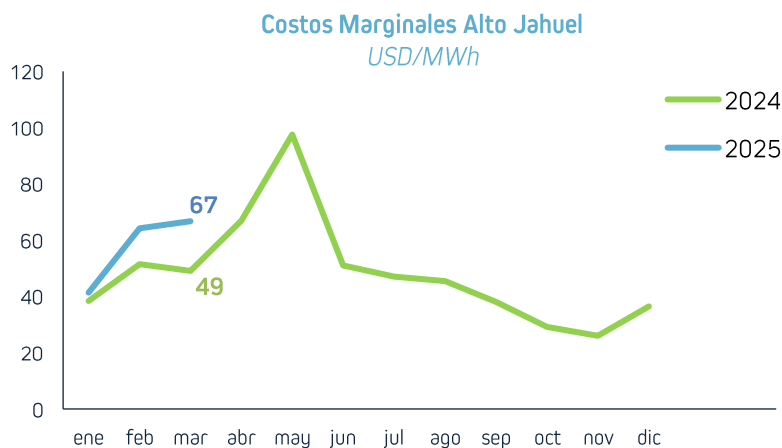
El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró compras netas por 205 GWh, que se compara con las ventas netas por 539 GWh registradas en 1T24. Esta variación se explica principalmente por la menor generación registrada en el periodo y por las mayores ventas a clientes bajo contrato mencionadas anteriormente.



● **Mix de generación en Chile:** Durante el 1T25 la generación del SEN alcanzó 21.543 GWh, disminuyendo un 1% en comparación con el 1T24, explicado principalmente por menor generación hidráulica (-842 GWh). Dicho efecto fue parcialmente compensado por una mayor generación solar (+684 GWh). El año hidrológico (abr24-mar25) presentó déficits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: -6,9%; Maule: -32,1%; Laja: -1,0%; Biobío: -4,5%; y Chapo: -15,0%. Los costos marginales registraron aumentos cercanos al 21%, promediando 55,5 USD/MWh en las principales barras en 1T25, comparado con los 46,0 USD/MWh registrados en 1T24.

Tabla 2: Generación del SEN

Generacion SEN	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Total Generación (GWh)	21.543	21.678	(1%)
Hidráulica	5.250	6.092	(14%)
Gas	3.500	3.380	4%
Diésel	104	48	115%
Carbón	3.185	3.530	(10%)
Eólica	3.185	2.479	28%
Solar	6.007	5.323	13%
Otros	591	825	(28%)



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 1T24 y 1T25.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

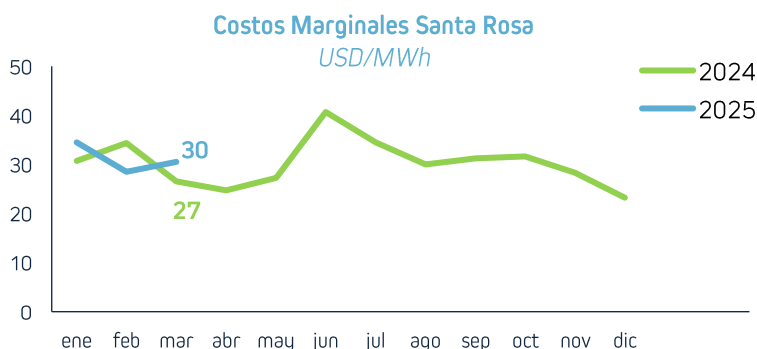
Ventas	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Total Ventas Físicas (GWh)	836	817	2%
Clientes Regulados	385	298	29%
Clientes Libres	420	281	50%
Ventas en el Mercado Spot	31	239	(87%)
Potencia (MW)	566	571	(1%)
Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Total Generación (GWh)	829	771	7%
Gas	829	771	7%
Compras en el Mercado Spot (GWh)	31	66	(53%)
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	173	-

● **Las ventas físicas** durante el 1T25 alcanzaron **836 GWh**, aumentando un 2% respecto al 1T24, principalmente por (1) mayores ventas a clientes libres producto de la entrada en vigencia de un contrato con DistriLuz por aproximadamente 200 GWh/año y al contrato con Volcan que entró en vigencia en febrero 2024 y (2) las mayores ventas a clientes regulados por la entrada en vigencia del contrato con Electro Oriente por aproximadamente 450 GWh/año. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas en el mercado spot.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **829 GWh**, aumentando un 7% respecto al 1T24, principalmente debido a una mayor disponibilidad de la CT producto del mantenimiento de la central realizada durante el primer trimestre del año anterior.

● El **balance en el mercado spot** del 1T25 no registró ventas netas, en comparación con las ventas netas por 173 GWh durante el 1T24, debido principalmente a las mayores ventas a clientes bajo contrato producto de la entrada en vigencia de los acuerdos mencionados 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 7% al mes de marzo del año 2025 vs. 10% al mes de marzo del año 2024. En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 2,5% en comparación a mar-24 debido principalmente a mayor hidrología. Por su parte, la generación termoeléctrica se mantuvo en línea con el periodo anterior. La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 1T25 fue de 2,2% respecto al 1T24, debido al incremento de la demanda minera.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 1T24 y 1T25.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	412,5	382,0	8%
Venta a Clientes Regulados	80,5	49,8	62%
Venta a Clientes Libres	281,6	243,4	16%
Ventas de Energía y Potencia	35,4	73,1	(52%)
Otros Ingresos	14,9	15,7	(5%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(191,3)	(196,4)	(3%)
Peajes	(48,5)	(34,2)	42%
Compras de Energía y Potencia	(22,1)	(10,8)	105%
Consumo de Gas	(83,2)	(94,0)	(11%)
Consumo de Petróleo	(1,8)	(1,0)	87%
Consumo de Carbón	(11,2)	(33,5)	(67%)
Otros	(24,5)	(23,0)	6%
MARGEN BRUTO	221,2	185,6	19%
Gastos por Beneficios a Empleados	(25,0)	(21,3)	18%
Otros Gastos, por Naturaleza	(17,6)	(16,9)	4%
Gastos por Depreciación y Amortización	(56,7)	(50,9)	11%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	121,8	96,5	26%
EBITDA	178,5	147,5	21%
Ingresos Financieros	8,9	15,3	(42%)
Gastos Financieros	(18,4)	(18,4)	(0%)
Diferencias de Cambio	2,9	0,6	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	3,0	9%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(12,9)	(17,1)	(25%)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(16,1)	(16,6)	(3%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	105,6	79,9	32%
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(23,3)	(21,1)	10%
GANANCIA (PÉRDIDA)	82,4	58,8	40%
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	78,8	58,6	34%
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	3,6	0,2	-

(*): 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	mar-25	dic-24	mar-24
Chile (CLP / US\$)	953,07	996,46	981,71
Chile UF (CLP/UF)	38.894,11	38.416,69	37.093,52
Perú (PEN / US\$)	3,68	3,77	3,72

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T24 y 1T25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	356,1	331,1	8%
Venta a Clientes Regulados	52,1	26,1	100%
Venta a Clientes Libres	258,6	228,2	13%
Ventas de Energía y Potencia	34,8	64,5	(46%)
Otros Ingresos	10,6	12,3	(14%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(161,9)	(167,9)	(4%)
Peajes	(47,5)	(32,8)	45%
Compras de Energía y Potencia	(20,0)	(9,4)	111%
Consumo de Gas	(59,7)	(71,0)	(16%)
Consumo de Petróleo	(1,8)	(0,9)	92%
Consumo de Carbón	(11,2)	(33,5)	(67%)
Otros	(21,8)	(20,2)	8%
MARGEN BRUTO	194,2	163,2	19%
Gastos por Beneficios a Empleados	(22,2)	(18,8)	18%
Otros Gastos, por Naturaleza	(15,6)	(14,8)	5%
Gastos por Depreciación y Amortización	(47,8)	(42,1)	14%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	108,6	87,5	24%
EBITDA	156,4	129,6	21%

(*): 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 1T25 ascendieron a **US\$356,1 millones**, aumentando un 8% respecto a los ingresos de US\$331,1 millones registrados el 1T24, debido principalmente a (1) las mayores ventas a clientes libres producto de un mayor precio promedio de venta debido a la indexación de dichos contratos y al mayor traspaso de costos asociados a peajes que son incorporados en la factura de los clientes y (2) mayores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente a la incorporación de los contratos de ILAP. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot producto de la menor generación registrada en el periodo.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 1T25 totalizaron **US\$161,9 millones**, disminuyendo un 4% respecto al 1T24, principalmente producto de (1) un menor consumo de carbón asociado a una menor generación con dicho combustible y (2) un menor costo en consumo de gas producto del menor precio promedio de compra, a pesar de la mayor generación a partir de este combustible respecto al 1T24. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (1) mayores costos de peajes producto de ajustes tarifarios materializados durante el periodo y (2) mayores compras de energía y potencia realizadas durante el trimestre.

● El **EBITDA** del 1T25 alcanzó **US\$156,6 millones**, aumentando un 21% respecto al EBITDA de US\$129,6 millones al 1T24, debido principalmente a los mayores ingresos de actividades ordinarias y a los menores costos de materias primas y consumibles utilizados mencionados anteriormente.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Perú para los trimestres 1T24 y 1T25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	56,4	50,9	11%
Ventas a Clientes Regulados	28,5	23,8	20%
Venta a Clientes Libres	23,0	15,2	52%
Ventas de Energía y Potencia	0,5	8,6	(94%)
Otros Ingresos	4,3	3,4	28%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(29,4)	(28,5)	3%
Peajes	(1,0)	(1,3)	(24%)
Compras de Energía y Potencia	(2,2)	(1,3)	62%
Consumo de Gas	(23,6)	(23,0)	2%
Consumo de Diésel	0,0	(0,0)	0%
Otros	(2,6)	(2,8)	(8%)
MARGEN BRUTO	27,0	22,3	21%
Gastos por Beneficios a Empleados	(2,8)	(2,5)	15%
Otros Gastos, por Naturaleza	(2,3)	(2,3)	(1%)
Gastos por Depreciación y Amortización	(8,9)	(8,8)	1%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	12,9	8,7	48%
EBITDA	21,9	17,6	24%

(*): 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 1T25 ascendieron a **US\$56,4 millones**, aumentando un 11% respecto a los ingresos registrados en 1T24, principalmente debido a (1) mayores ventas a clientes libres, asociadas principalmente a la entrada en vigencia de un contrato con Distriluz bajo régimen de cliente libre y (2) mayores ventas a clientes regulados, asociadas en gran parte a la entrada en vigencia de un contrato con Electro Oriente; ambos en enero de 2025. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot, producto de los mayores compromisos mencionados anteriormente.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 1T25 alcanzaron **US\$29,4 millones**, aumentando un 3% respecto al 1T24, principalmente por (1) mayores compras de energía y potencia, producto de un mayor precio promedio de compra, a pesar de las menores compras registradas en el periodo y (2) un mayor consumo de gas, asociado a la mayor generación registrada durante el periodo.

● El **EBITDA** totalizó **US\$21,9 millones** al 1T25, aumentando un 24% respecto al EBITDA de US\$17,6 millones registrado en el 1T24, principalmente debido a los mayores ingresos de actividades ordinarias mencionados anteriormente,

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 1T24 y 1T25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Ingresos Financieros	8,9	15,3	(42%)
Gastos Financieros	(18,4)	(18,4)	(0%)
Diferencias de Cambio	2,9	0,6	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,3	3,0	9%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(12,9)	(17,1)	(25%)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(16,1)	(16,6)	(3%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	105,6	79,9	32%
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(23,3)	(21,1)	10%
GANANCIA (PÉRDIDA)	82,4	58,8	40%
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	78,8	58,6	34%
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	3,6	0,2	-

● El **Resultado no operacional** el 1T25 presentó una pérdida de **US\$16,1 millones**, en línea con la pérdida de US\$16,6 millones registrada en 1T24. Se registraron menores Ingresos Financieros, principalmente asociados a la menor tasa de inversión de excedentes de caja en comparación con los niveles de tasa al 1T24. Esto compensado parcialmente por menores “Otras pérdidas” registradas durante el trimestre.

● El 1T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$23,3 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$21,1 millones en 1T24. Este aumento se debe principalmente a la mayor utilidad antes de impuestos registrada en el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la apreciación del Sol Peruano durante el 1T25 y su impacto sobre impuestos diferidos.

● La Compañía presentó en 1T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$82,4 millones**, comparado con una ganancia de US\$58,8 millones en 1T24, principalmente debido al mayor resultado operacional registrado en el periodo mencionado anteriormente.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a mar-25 y dic-24. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	mar-25	dic-24	Var
Activos corrientes	1.283,7	1.200,1	83,6
Activos no corrientes	5.674,4	5.708,1	(33,7)
TOTAL ACTIVOS	6.958,1	6.908,2	49,9
Pasivos corrientes	348,5	370,2	(21,6)
Pasivos no corrientes	3.298,1	3.307,6	(9,6)
Patrimonio neto	3.311,5	3.230,4	81,1
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.958,1	6.908,2	49,9

◆ **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.283,7 millones** a mar-25, aumentando un 7% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-24, principalmente debido al mayor nivel de cuentas comerciales por cobrar asociado a la reclasificación de cuentas asociadas al PEC del largo al corto plazo producto de las próximas ventas a realizarse y a las mayores ventas registradas en el periodo.

◆ **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.674,4 millones** a mar-25, disminuyendo 1% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de dic-24, principalmente debido a menores cuentas por cobrar no corrientes debido a una reclasificación de cuentas asociadas al PEC del largo al corto plazo producto de las próximas ventas a realizarse.

◆ **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$348,5 millones** a mar-25, disminuyendo un 6% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-24, principalmente debido a (1) una menor provisión de beneficios a empleados y (2) una menor deuda financiera de corto plazo producto de los pagos de amortización e intereses en Perú y Chile.

◆ **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.298,1 millones** al cierre de mar-25, en línea respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre dic-24.

◆ **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.311,5 millones**, aumentando un 3% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-24 principalmente debido a las ganancias acumuladas registradas en el período.

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

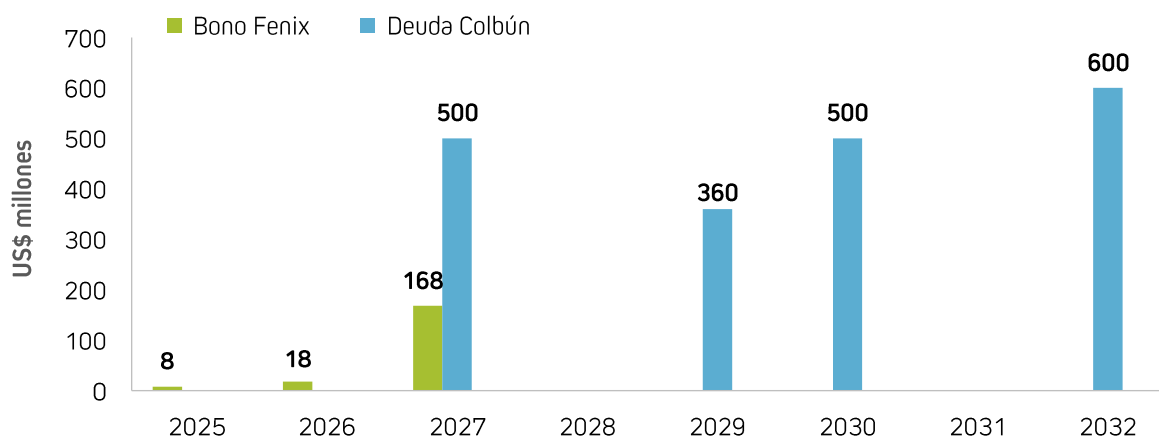
	mar-25	dic-24	Var
Deuda Financiera Bruta*	2.284,6	2.298,1	(13,5)
Inversiones Financieras**	768,3	775,1	(6,8)
Deuda Neta	1.516,3	1.523,0	(6,7)
EBITDA LTM	673,4	642,4	31,1
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,3	2,4	(0,1)

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$194,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$10,4 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$84,1 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidra; y (4) líneas de crédito por US\$20,0 millones.

(**) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada incluye 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.

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	4,6 años
Tasa promedio	4,5%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a mar-25 y dic-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	mar-25	dic-24	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,73	3,24	15%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,48	2,98	17%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,10	1,14	-3%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	9,56%	10,06%	-5%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	90,44%	89,94%	1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	6,27	5,90	6%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	8,48%	7,96%	6%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,92%	3,65%	7%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,51%	8,03%	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 **3,73x** y **3,48x** a mar-25, aumentando un 15% y 17% respectivamente, respecto al valor a dic-24, principalmente debido a (1) mayores activos corrientes, principalmente debido al mayor nivel de cuentas comerciales por cobrar asociado a la reclasificación de cuentas asociadas al PEC del largo al corto plazo producto de las próximas ventas a realizarse y a las mayores ventas registradas en el periodo y (2) menores pasivos corrientes, principalmente relacionado con una disminución en las provisiones de beneficios a empleados y a la amortización de deuda y pago de intereses en Perú y Chile.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,10x** a mar-25, en línea respecto al valor de 1,14x a dic-24.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a mar-25 fue de **9,56%**, disminuyendo un 5% respecto al valor de 10,06% a dic-24, principalmente debido a la disminución en pasivos corrientes, mencionada anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a mar-25 fue de **90,44%**, aumentando un 1% respecto al valor de 89,94% a dic-24, principalmente debido a la disminución en pasivos corrientes, mencionada anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a mar-25 fue de **6,27x**, aumentando un 6% respecto al valor de 5,90x obtenido a dic-24. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a mar-25 fue de **8,48%**, aumentando un 6% respecto del valor de 7,96% registrado a dic-24. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad del Activo** a mar-25 fue de **3,92%**, registrando un aumento de 7% con respecto del valor de 3,65% a dic-24, esencialmente producto de las mayores ganancias registradas en el periodo.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a mar-25 fue de **8,51%**, aumentando un 6% respecto del valor de 8,03% a dic-24, principalmente producto de las mayores ganancias registradas 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 Trimestrales		Var %
	1T25	1T24	T/T
Efectivo Equivalente Inicial*	775,1	1.031,1	(25%)
Flujo Efectivo de la Operación	85,0	74,7	14%
Flujo Efectivo de Financiamiento	(43,5)	(47,6)	(9%)
Flujo Efectivo de Inversión**	(54,2)	(46,6)	16%
Flujo Neto del Período	(12,7)	(19,5)	(35%)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	5,9	(21,4)	-
Efectivo Equivalente Final	768,3	990,2	(22%)

(*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye 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.

(**) 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 1T25, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$12,7 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$19,5 millones del 1T24.

● **Actividades de la operación:** Durante el 1T25 se generó un flujo positivo de **US\$85,0 millones**, que se compara con el flujo positivo de US\$74,7 millones al 1T24 explicado principalmente por mayor margen operacional registrado durante el trimestre, producto de los mayores ingresos por actividades ordinarias y a menores costos de consumibles utilizados mencionados anteriormente.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo negativo de **US\$43,5 millones** durante el 1T25, que se compara con el flujo negativo de US\$47,6 millones registrado al 1T24, explicado principalmente por menores desembolsos asociados al pago de préstamos e intereses, fundamentalmente por la menor amortización del bono en Fenix en comparación con el 1T24.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo negativo de **US\$54,2 millones** durante el 1T25, que se compara con un flujo negativo de US\$46,6 millones al 1T24, principalmente explicado por los mayores desembolsos de CAPEX mayormente asociados al proyecto de baterías Celda Solar.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 5.023 MW. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 13% 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.

Capacidad Instalada (MW) al 31 de marzo 2025			
Tipo	Chile	Perú	Total
Solar	230	0	230
Eólico*	1.055	0	1.055
Hidro	1.604	0	1.604
Renovable	2.889	0	2.889
Carbón	350	0	350
Gas	1.104	572	1.676
Diésel	108	0	108
Térmicas	1.562	572	2.134
Total	4.451	572	5.023

Tipo	Chile	Perú	Total
BESS	8	0	8

(*) Considera proyecto eólico Horizonte, que se encuentra finalizando el proceso de pruebas para iniciar operación comercial.

7.1 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, baterías, almacenamiento y transmisión.

Proyectos de Generación y Transmisión en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (máx)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Horizonte	816 MW	Eólica	Región Antofagasta	Pendiente COD
BESS Celda Solar	912 MWh	Baterías	Región de Arica y Parícuta	Construcción
BESS Diego de Almagro	1.000 MWh	Baterías	Región de Atacama	Inversión aprobada (FID)
Celda Solar	422 MW	Solar	Región de Arica y Parícuta	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	Suspendido
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Encanto	250 MW + 1.040 MWh	Solar + Baterías	Región de O'Higgins	EIA en tramitación
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Modificación Horizonte	180 MW	Eólica	Región de Antofagasta	DIA en tramitación
Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (Ex Lullaillaco)	2x500 kV	Transmisión	Región Antofagasta	DIA en tramitación

● **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 Parícuta 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 entrada de operación de la subestación Parícuta de Transelec se realizó en enero 2024, con lo cual, se inició el periodo de pruebas y puesta en servicio de los primeros aerogeneradores a partir de mayo 2024.

Al 1T25 se alcanzó el 99% de avance del proyecto. El avance del proyecto es de un 99%. Nos encontramos finalizando el proceso de pruebas para iniciar operación comercial.

● **Proyecto BESS Celda Solar (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de 228 MW por 4 horas en las instalaciones del proyecto fotovoltaico Celda Solar. La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de una extensión de 3,5 km, conectándose a la nueva subestación Roncacho, mismo sistema de transmisión proyectado para el parque.

El Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto fotovoltaico y BESS, se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 31 de enero de 2024.

Al 1T25 el avance del proyecto es de un 13,3%, relacionado principalmente con la construcción de las fundaciones de las baterías, obras civiles en las subestaciones Chaca y Roncacho y la línea de transmisión respectiva.

● **Proyecto BESS Diego de Almagro (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de una capacidad máxima de 912 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 Fovoltaiico Diego de Almagro Sur 1”, indicando que no es requisito someterse al SEIA.

Durante el 1T25 se obtuvo la decisión final de inversión y la Compañía firmó un contrato de suministro de baterías con el fabricante Canadian Solar.

● **Proyecto Solar Fovoltaiico Celda Solar (422 MW):** El proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que contaría con una capacidad instalada máxima de 422 MW. 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 utilizaría un área total de aproximadamente 960 ha.

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

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación en el 3T19 de 3 Concesiones de Uso Oneroso licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales, y cuenta con autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional de la Conexión del proyecto a la S/E Roncacho desde el 1T23.

El Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto fotovoltaico y BESS, se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 31 de enero de 2024.

Al 1T25, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fovoltaiico 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 utilizaría un área total de aproximadamente 1.000 ha.

El proyecto consideraría 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 sería 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 Resolución de Calificación Ambiental (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 1T25, se mantiene en proceso de definición desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fovoltaiico y BESS Jardín Solar (802 MW + 1.000 MWh):** El Proyecto consideraría 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 utilizaría un área total de aproximadamente 1.000 ha.

La energía generada sería 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 1T25, se mantiene 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” consistiría 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 operaría con agua desalada obtenida desde una planta desalinizadora de osmosis inversa que se habilitaría a aproximadamente a 5,2 km al norte de la caleta Paposo.

La Central de Bombeo estaría compuesta por dos embalses conectados entre sí por una tubería de aducción e impulsión, donde se impulsaría el agua desde el embalse inferior ubicado en la zona costera hasta el embalse superior localizado en el farellón costero. De esta manera, se acumularía 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 sería 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).

El proyecto continúa suspendido durante el 1T25, evaluando opciones para un eventual ingreso al SEIA. En este contexto se realizaron campañas que permitan mantener vigentes las líneas de base ambiental del proyecto, así como la continuidad del relacionamiento comunitario en la zona. Respecto de la Concesión Marítima asociada al proyecto, cabe destacar que en el mes de enero se logró la entrega material, lo que viabiliza las obras marítimas del proyecto. En relación con la conexión eléctrica del proyecto se logró el acceso de conexión en la Subestación Eléctrica Jadresic (ex Parinas) en 220 kV.

● **Proyecto Eólico Cuatro Vientos (360 MW):** Está ubicado en la comuna de Llanquihue de la Región de los Lagos. Contemplaría 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 consideraría 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 conectaría 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.

Durante el 1T25, se continuó en el proceso de elaboración de Adenda 1 del EIA en base a las observaciones del SEA y ciudadanas. Se solicitó extensión del plazo para su presentación, y el SEA aprobó la extensión hasta el 31/07/2025.

El proceso de consulta indígena, iniciado por el SEA el 22 de octubre de 2024, considera 11 grupos humanos pertenecientes a pueblos indígenas (GHPPI) y el SEA ha firmado “Protocolo de Entendimiento” con 8 grupos al 1T25.

Durante el 1T25 se inició Campaña Geotécnica para desarrollar la ingeniería de detalles.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS El Encanto (250 MW + 1.040 MWh):** El proyecto consideraría la instalación de un parque de generación de energía solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 250 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 553 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado, en la comuna de Marchigüe en la Región de O'Higgins, y utilizaría un área total de aproximadamente 478 ha, donde el BESS utilizaría aproximadamente 10 ha.

La energía generada sería 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 16,4 km, conectándose a la subestación existente Portezuelo.

Durante el 4T24 se realizó el ingreso a tramitación ambiental del EIA del proyecto y posteriormente, durante el 1T25 se recibió el ICSARA 1 y se revisaron las observaciones para poder dar las respectivas respuestas.

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

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

Durante el 4T22 se realizó el ingreso a tramitación ambiental del EIA del proyecto y posteriormente, durante el 4T23, se realizó el ingreso de la Adenda 1.

Durante el 1T25, se continuó con el desarrollo de la ingeniería y bases de licitación de las obras del proyecto, la licitación de los aerogeneradores y la negociación de terrenos y tramitación de concesión eléctrica para la línea de transmisión. También, continuó el proceso de consulta indígena y se inició la preparación de la Adenda 3.

● **Modificación del Parque Eólico Horizonte (180 MW):** La ampliación contemplaría la instalación de hasta 24 nuevos aerogeneradores, con una potencia nominal máxima de 7,5 MW cada uno, lo que agregaría hasta 180 MW adicionales a su capacidad de generación. Esta ampliación permitiría aumentar en hasta 20% la capacidad instalada del parque original que hoy está en construcción, alcanzando 996 MW.

Se estima que la construcción podría comenzar 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) la DIA del proyecto de ampliación del Parque Eólico Horizonte.

Al 1T25, se ingresó la Adenda Complementaria de la DIA al SEIA, y se continuó con el desarrollo de la ingeniería de detalles de obras civiles del parque.

● **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (500kV):** El proyecto “Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo 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 Don Eduardo. 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 segundo trimestre de 2025 y la puesta en servicio para el segundo trimestre de 2027. Durante el 1T25 se continuó en el avance de los contratos de ingeniería de detalle y suministro de equipos principales. Para la toma de posesión del terreno definido para el emplazamiento de la futura Subestación, Seccionamientos y Caminos de acceso, se presentaron las solicitudes de servidumbre a Bienes Nacionales y en paralelo se ingresó una Solicitud de Concesión Eléctrica a la SEC. Estos trámites continúan avanzando conforme lo esperado.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 1T25, 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.

Proyectos de Generación en desarrollo en Perú

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA aprobado
Algarrobal	400 MW	Solar	Departamento de Moquegua	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	540 MW	Eólica	Departamento de Ica	Permisos previos EIA

● **Proyecto Eólico Bayóvar (660 MW):** El Proyecto Bayóvar consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 660 MW a construirse en 2 fases. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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 aprobó el 1T25 por parte del SENACE.

● **Proyecto Solar Algarrobal (400 MW):** El Proyecto Algarrobal consideraría la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 400 MW a construirse en 2 fases. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 760 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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 (EIA) del proyecto se ingresó a tramitación el 3T24.

El 1T25, se ingresó el levantamiento de observaciones del EIA para revisión del Ministerio de Energía y Minas.

● **Proyecto Eólico Tres Quebradas (238 MW):** El Proyecto Tres Quebradas consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 3.600 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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 y actualmente continúa en tramitación.

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):** El Proyecto Naylamp consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Este proyecto 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 utilizaría un área total de aproximadamente 3.950 ha de propiedad privada.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería 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 4T23, se aprobaron por parte del Ministerio de Energía y Minas los Términos de Referencia, el Plan de Participación Ciudadana del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto, y el estudio de Preoperatividad del proyecto se aprobó el por parte del Comité de Operación Económica del SEIN (COES).

Actualmente, se está desarrollando el expediente del EIA para su ingreso a tramitación.

● **Proyecto Eólico Pampas (540 MW):** El Proyecto Pampas consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada máxima de 540 MW. Este proyecto se encuentra ubicado a 80 km al suroeste de la ciudad de Ica, en el distrito de Santiago en el departamento de Ica, y utilizaría un área total de aproximadamente 10.000 ha de propiedad estatal.

La energía generada sería inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se iniciaría en la subestación asociada al parque, y poseería una extensión aproximada de 38 km, conectándose en 220 kV a la futura subestación Colectora, la cual fue adjudicada en junio de 2024 por Proinversión.

El 1T25, se aprobaron por parte del Ministerio de Energía y Minas los Términos de Referencia y el Plan de Participación Ciudadana del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto.

7.2 Gestión de Riesgo

A. Modelo de Gestión de Riesgo

El modelo de Gestión de Riesgo está diseñado para resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, mediante la identificación y gestión de las fuentes de incertidumbre que puedan impactarla. Este modelo aborda tanto los riesgos estratégicos que amenazan la sostenibilidad, como aquellos que podrían afectar las operaciones y los proyectos futuros de la organización. Además de proteger las actividades operativas, tiene como objetivo maximizar las oportunidades de negocio y garantizar el cumplimiento de las obligaciones regulatorias y legales.

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos, los cuales se han clasificado en:

1. Riesgos del negocio eléctrico
2. Riesgos de construcción de proyectos
3. Riesgos financieros
4. Riesgos regulatorios
5. Riesgos medioambientales
6. Riesgos sociales
7. Riesgos de gobernanza

Este modelo se basa en la Norma ISO 31000:2018 y cuenta con un marco de gobierno y estructuras organizacionales adecuadas para la gestión del riesgo, con roles y responsabilidades claramente definidos, logrando una cultura de conciencia organizacional.

La Compañía también dispone de un Comité de Riesgos que sesiona cada dos meses con el propósito de detectar, cuantificar, monitorear y comunicar los riesgos de la organización. Este comité está conformado por el Gerente General, los principales ejecutivos y el Presidente del Directorio, actuando como secretario el Gerente de Riesgos. Además, otros directores pueden participar según las necesidades y el Gerente General informa al Directorio los principales temas del Comité de Riesgo para su discusión y análisis.

B. Factores de riesgo

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible, comprometiendo volúmenes a través de contratos que maximicen la rentabilidad a largo plazo de su base de activos y reduzcan la volatilidad de sus resultados. No obstante, estos resultados presentan una variabilidad estructural debido a riesgos asociados a condiciones exógenas como la hidrología, disponibilidad de recursos solares y eólicos, los precios de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón), así como eventos de mantenimiento no programado y fallas en los activos.

Para mitigar estos riesgos, la Compañía busca equilibrar sus fuentes de generación en el largo plazo procurando costos eficientes. Además, ante déficit o superávit de generación, se recurre al mercado spot, permitiendo comprar o vender energía a costo marginal. Asimismo, se monitorean las condiciones hidrológicas y se gestionan inventarios de combustible para garantizar continuidad operativa, minimizando impactos financieros y asegurando el cumplimiento contractual.

Los principales riesgos son:

1. Riesgo hidrológico
2. Riesgo de precio de combustibles
3. Riesgo de suministro de combustibles
4. Riesgos de fallas en equipos y mantención
5. Riesgos comerciales
6. Riesgos de construcción de proyectos
7. Riesgos regulatorios

B.1.1. Riesgo Hidrológico

Chile

La sequía que afecta al país desde la década pasada ha reducido significativamente las precipitaciones y los caudales de los ríos, especialmente en las zonas central y norte. Aunque en los últimos dos años algunas regiones han experimentado alivios parciales, el fenómeno persiste. Además, el país ha enfrentado eventos climáticos extremos, como temporales e inundaciones, que han causado daños en diversas comunidades.

En marzo 2025 finalizó el año hidrológico 2024-2025. En resumen, presentó déficits en las precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN, salvo el Laja, que presentó un leve superávit. Comparado con el año anterior, se observaron variaciones significativas a la baja en las precipitaciones de las cuencas debido a la abundancia del año previo, salvo en el Aconcagua donde se revierte esta situación. Asimismo, la energía afluente refleja una Probabilidad de Excedencia del 72%. A continuación, se detallan tablas comparativas de precipitaciones.

Precipitaciones año hidrológico abr24-mar25 hasta marzo 2025		
Cuenca/Zona	Superávit/déficit c/r a año medio	Superávit/déficit c/r a año 2024
Aconcagua	-29 mm (-7%)	+44 mm (+13%)
Maule	-513 mm (-23%)	-1.489 mm (-46%)
Laja	-20 mm (-1%)	-708 mm (-27%)
Bio Bío	-176 mm (-6%)	-763 mm (-21%)
Chapo	-593 mm (-16%)	-508 mm (-14%)

Perú

Hasta el primer trimestre del 2025, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 7%, siendo 10% el valor registrado el año 2024.

En 1T25 la demanda eléctrica aumentó en 2% en relación con el mismo período del año 2024, debido a incremento de la demanda minera. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 4T24 no se registró un incremento de la demanda eléctrica %.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 1T25 alcanzó los US\$30,5/MWh en contraste con el 4T24 (US\$27,7/MWh), debido a la menor disponibilidad de centrales hidroeléctricas y restricciones en el gas natural para el mercado de generación eléctrica tras la declaratoria de Emergencia.

B.1.2. Riesgo de precios de combustibles

Chile

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe recurrir principalmente a sus plantas térmicas o realizar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Esta situación genera un riesgo asociado a las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles. Para mitigar el impacto de variaciones significativas e imprevistas en el precio de los combustibles, la Compañía implementa programas de cobertura mediante diversos instrumentos derivados, tales como opciones que permiten fijar el precio del combustible a un valor previamente acordado. En el caso contrario, cuando se presenta una hidrología favorable, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot, cuyo precio estaría parcialmente influenciado por los costos de los combustibles. No obstante, en este escenario, la Compañía adoptaría una posición vendedora, lo que reduce su exposición a las variaciones en los precios de los combustibles.

Perú

En Perú, el costo del gas natural está menos vinculado a los precios internacionales debido a la considerable oferta doméstica de este recurso, lo que contribuye a limitar la exposición a dicho riesgo. Al igual que en Chile, la porción de costos sujeta a variaciones en los precios internacionales se ve mitigada mediante el uso de fórmulas de indexación en los contratos de venta de energía. En consecuencia, la exposición al riesgo derivado de las variaciones en los precios de los combustibles se encuentra parcialmente mitigada.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

Suministro de Gas

Chile

La Compañía mantiene, desde el año 2018, un contrato con Enap Refinerías S.A. ("ERSA") que contempla una capacidad para la operación de dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre de cada año, período caracterizado por una menor disponibilidad de recursos hídricos. Adicionalmente, el contrato permite acceder a volúmenes adicionales de gas natural mediante compras en el mercado spot.

Para el año 2025, el suministro de Gas Natural Argentino se gestionará mediante contratos de suministro interrumpible, además de acuerdos de transporte de gas con Electrogas y Gasoducto Gas Andes.

Perú

En Perú, Fenix cuenta con contratos de suministro de Gas Natural de largo plazo hasta el año 2029, con el consorcio ECL88(conformado por Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol), además de acuerdos de transporte de gas suscritos con TGP.

Suministro de Carbón

Chile

En Chile las adquisiciones de carbón para la central térmica Santa María se llevan a cabo a través de procesos de licitación, siendo el último realizado en agosto de 2023. En dichos procesos se invita a los principales proveedores internacionales, adjudicándose el suministro a empresas consolidadas que cuenten con respaldo tanto físico como financiero. Estas acciones se ejecutan en el marco de una política de compras anticipadas y una gestión estratégica de inventarios, con el propósito de mitigar de manera el riesgo de desabastecimiento de este combustible.

Perú

En Perú no se cuenta con centrales a Carbón.

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 comerciales

En línea con nuestra visión de ser un socio estratégico para nuestros clientes, durante el período reciente hemos continuado consolidando nuestra posición en el mercado mediante la firma de nuevos contratos de suministro eléctrico, fortaleciendo así nuestro portafolio comercial. Estos acuerdos, orientados principalmente a clientes libres, se han estructurado con foco en la entrega de energía continua, proveniente en su mayoría de fuentes renovables, y con condiciones competitivas que aportan valor a largo plazo.

Adicionalmente, hemos incrementado de forma sostenida la inyección de energía renovable al sistema eléctrico nacional, contribuyendo al cumplimiento de metas de sostenibilidad tanto propias como de nuestros clientes. Esta estrategia no solo refuerza la confiabilidad del suministro, sino que también nos permite acompañarlos en sus desafíos de descarbonización y en el fortalecimiento de su posicionamiento en un entorno regulatorio y competitivo cada vez más exigente.

Chile

Durante el 2025, se firmaron en Chile contratos de venta de energía con 29 clientes por 139 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Grupo SMU, por un total de 60 GWh anuales por 4 años a partir de marzo 2025.

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.

Perú

Durante el primer trimestre del 2025, se adjudicaron en Perú contratos de suministro con 5 clientes por 23,3 MW anuales. La adjudicación más importante fue la renovación por 5 años con nuestro cliente minero Operadores Concentrados Peruanos (15 MW).

B.1.6. Riesgos de construcción de proyectos

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha participación y empoderamiento por parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Las frecuentes modificaciones en el marco regulatorio ambiental incluyendo nuevas exigencias e incertidumbre han hecho que se presente una mayor complejidad para el desarrollo de proyectos considerando que los procesos y plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos. Esto conlleva a un aumento en los costos de desarrollo de proyectos, lo cual ha resultado en un des aceleramiento en la construcción de proyectos de tamaños relevantes.

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como:

1. Retrasos en la obtención de permisos
2. Modificaciones al marco regulatorio
3. Judicialización
4. Aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra
5. Oposición de grupos de interés locales e internacionales
6. Condiciones geográficas imprevistas
7. Desastres naturales
8. Accidentes u otros imprevistos
9. Dificultades logísticas
10. Incertidumbre económica global producto de las políticas arancelarias

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.

Dicho esto, la exposición de la Compañía a los riesgos mencionados anteriormente se gestiona a través de:

1. Política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos.
2. 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.
3. Contingencias en las estimaciones de plazo y costo de construcción.
4. Política de Relacionamiento temprano con comunidades y grupos de interés locales.
5. Seguimiento periódico en diferentes instancias como Comité de Proyectos y de Desarrollo, y sus recomendaciones y observaciones son presentadas por el Gerente General en las sesiones del Directorio.
6. Instrumentos financieros como coberturas.
7. Políticas y Procedimientos internos para el seguimiento de los riegos.

B.1.7. 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

En esta sección se presentan las leyes que fueron publicadas y promulgadas en el periodo del primer trimestre de 2025: Sin nuevas leyes promulgadas en el primer trimestre de 2025.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de ley de Permisos Sectoriales	Las 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 hacia un régimen de autorizaciones más coherente, integrado y moderno. • Creación de la “Oficina 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 legales para que los organismos sectoriales puedan aplicar los mecanismos e instrumentos definidos en la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, con el fin de alinear la legislación con sus objetivos. Además, se incorporan modificaciones específicas a procedimientos sectoriales regulados, con el objetivo de simplificarlos y estandarizarlos, como en los casos del Código de Aguas, el Código Sanitario y la Ley General de Servicios Sanitarios, entre otros.	Durante enero 2025 se tramitó el PdL en la Comisión de Economía del Senado, en donde se estudiaron y votaron todas las indicaciones presentadas. El 25 de marzo 2025 fue despachado a la Comisión de Hacienda para que se traten las materias de su competencia.
Proyecto de Ley Fortalecimiento Institucionalidad Ambiental	Las principales medidas del proyecto son: • Aumentar la cobertura del subsidio eléctrico a través de tres mecanismos de financiamiento: (1) sobretasa transitoria al impuesto de emisiones CO₂, (2) mayor recaudación por IVA Neto, y (3) un aporte fiscal adicional. • Disminuir las tarifas eléctricas: creación de una bolsa de 500 GWh de precio preferente de energía para MiPymes y Sistemas Sanitarios Rurales (SSR) y habilitar a las asociaciones de consumidores para iniciar procedimientos de revisión de precios de contratos regulados (Art. 134 LGSE). • Perfeccionar facultades de la SEC: posibilidad de que los fiscalizados propongan planes de acción y elevar monto de compensaciones automáticas no autorizadas.	Durante enero de 2025 se terminó la discusión en particular de las indicaciones presentadas al PdL en la Comisión de Medio Ambiente del Senado. El 14 de enero de 2025 el PdL fue despachado a la Comisión de Hacienda para que se traten las materias de su competencia.
Proyecto de Ley de Uso de Agua de Mar para Desalinización	Propone un nuevo marco normativo para la concesión o destinación de Desalinización, categorizándola como una concesión marítima especial. Sus fundamentos son: • Crea una concesión y destinación de desalinización de agua de mar para la desalinización y uso del borde costero. • Derecho de constituir o imponer servidumbres legales para la conducción de agua de mar y desalinizada. • Elaboración de una Estrategia Nacional de desalinización para orientar el desarrollo sostenible de los proyectos • Modificación a otros cuerpos legales para una mejor implementación de este nuevo marco regulatorio.	El martes 4 de marzo de 2025, se retomó la discusión del Proyecto de Ley en la Comisión de Hacienda, al cual se le ingresaron indicaciones, la cuales fueron discutidas y aprobadas en su mayoría. El PdL es despachado a Sala donde aún se espera fecha de sesión y así finalizar su primer trámite constitucional.

Otros Anuncios Regulatorios Relevantes

En esta sección se presentan los anuncios de regulaciones relevantes para Colbún, tanto para su negocio principal como para los temas de crecimiento.

Título	Detalle	Estado Actual
Capítulo Programación de la Operación de la Norma Técnica de Programación de la Operación	El capítulo de la Norma Técnica tiene por objetivo establecer el procedimiento y la información requerida para que el Coordinador realice la Programación de la Operación de las instalaciones interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional. La norma contiene lo siguiente: • Etapas de Programación: describe las exigencias para las etapas de largo, mediano, corto e intradía. • Pronósticos de caudales, solar, eólico. • Exigencias para instalaciones de generación, auto productores, recursos gestionables, sistemas de almacenamiento, instalaciones de transmisión, demanda. • Programación de los Servicios complementarios. • Informes a realizar por el Coordinador: mensual y anual. • Disposiciones transitorias con plazos para implementación de la norma.	Publicado – El 2 de abril de 2025 se publicó en el Diario Oficial.

Las modificaciones al Reglamento de Coordinación de la Operación se centran en 4 ejes:		
Reglamento Coordinación de la Operación (DS125)	- Coordinación de la Operación: Incluye la automatización del despacho, modificaciones a las prorratas de generación, además de trazabilidad y mejora continua en procesos CEN. - Nuevas tecnologías: Se incluye en el reglamento la operación de los sistemas de generación-consumo. Se proponen reglas de programación y operación para los sistemas de almacenamiento. - Mercado de corto plazo: Para resguardar los procesos de cálculo y ejecución de garantías se incluyen modificaciones a la cadena de pagos. - Conexión y Desconexión de Centrales: Se actualiza proceso de declaración en construcción y el retiro anticipado de centrales.	En Desarrollo – El Ministerio de Energía presentó la propuesta de modificación el 1 de abril de 2025. El documento con los artículos se publicará el 15 de abril de 2025.
El trabajo reglamentario pendiente para la modificación de estos reglamentos se centra en 3 ejes:		
Reglamentos de Transmisión (DS37 y DS10)	- Coherencia: Incorporación de materias reguladas en las Resoluciones Exentas CNE 98, 99, 100 y 156, del año 2025. - Materias pendientes de la Ley 21.721: Por un lado, se tiene la propuesta de obras de transmisión en el Sistema de Transmisión Zonal por PMGD. Por otro lado, se tiene la propuesta y financiamiento de Obras de Transmisión por generadoras. - Oportunidad de perfeccionamiento: Planificación de la Transmisión, Acceso Abierto, Calificación y Valorización.	En Desarrollo – El 11 de abril de 2025 se realizó la segunda mesa de trabajo, el resto se realizará durante abril.
Resoluciones Reglamentarias Ley 21.721	En el contexto de la implementación de la Ley 21.721 de Transmisión, la Comisión Nacional de Energía tiene un plazo de 90 días hábiles para dictar las resoluciones exentas de carácter reglamentarias que establecen los plazos, requisitos y procedimientos de la ley. Se contempla la dictación de las siguientes resoluciones: - Mecanismo Revisión Valor de Inversión adjudicado (Art. 99 LGSE): - Mecanismo Revisión Valor de Inversión adjudicado (Art. segundo transitorio). - Licitación Obras de Ampliación por parte de sus propietarios - Mecanismo de Determinación de Obras Necesarias y Urgentes (Art. 91 bis). - Transmisión Zonal propuestas por PMGD. Estas y el resto de las disposiciones contenidas en la Ley 21.721 serán incluidas en la modificación de los reglamentos de transmisión (DS37 y DS10).	En Desarrollo – Actualmente se tiene el siguiente estado de publicación de las resoluciones reglamentarias: - Mecanismo Revisión Valor de Inversión adjudicado (Art. 99 LGSE): publicada la Resolución Exenta 99 de 2025 el 3 de marzo de 2025. - Mecanismo Revisión Valor de Inversión adjudicado (Art. segundo transitorio): publicada la Resolución Exenta 100 de 2025 el 3 de marzo de 2025 - Licitación Obras de Ampliación. publicada la Resolución Exenta 98 de 2025 el 3 de marzo de 2025. - Mecanismo de Determinación de Obras Necesarias y Urgentes (Art. 91 bis): publicada Resolución Exenta 156 de 2025 el 31 de marzo de 2025. - Transmisión Zonal propuestas por PMGD: pendiente.
Modificación Reglamento SEIA	La segunda fase de la reforma al Decreto Supremo N°40, de 30 de octubre de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente que “Aprueba reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental” (“RSEIA”) busca actualizar el listado de tipologías de proyectos o actividades, en función de las cuales se determina el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (“SEIA”), y la regulación de los permisos ambientales sectoriales (“PAS”), en torno a su clasificación, evaluación y otorgamiento.	En Desarrollo – El 11 de abril 2025 concluyó la consulta pública.
Anexo Técnico Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	El objetivo del anexo es definir las exigencias mínimas de diseño sísmico que deben cumplir las instalaciones señaladas en el Artículo 3-31 de la NTSyCS, a efectos de que éstas garanticen el cumplimiento de los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las disposiciones establecidas en el Anexo son aplicables a los Equipos Eléctricos, las Estructuras, las Fundaciones y las Obras Civiles correspondientes a las líneas y subestaciones eléctricas, sistemas de almacenamiento de energía que presten servicios de transmisión y equipos de compensación de energía que se conectan al SEN. Quedan excluidas de la aplicación de los nuevos requisitos sísmicos las instalaciones existentes, las cuales deberán entregar un Estudio de Estado de Situación en los plazos señalados por el Anexo.	Publicado – El 24 de enero de 2025 se publicó en el Diario Oficial.

Perú

Leyes Promulgadas

Título	Detalle	Estado Actual
Ley Nº 32.249 la cual modifica la Ley Nº 28.832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica	Las principales modificaciones son: - 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. Por otra parte, la entrada del mercado de servicios complementarios será el 1 de enero del 2026 y la responsabilidad de pago se da a quienes generen la inestabilidad. - 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. Además, incorpora plazos de licitación (corto, mediano y largo), con un máximo de 15 años. - Se incorporan nuevas reglas sobre tarifas en barra, licitaciones en sistemas aislados y adecuación de contratos y normas para aplicar la ley.	Publicado – El 19 de enero de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano” Actualmente, se está a la espera de la prepublicación de los siguientes reglamentos: - Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados - Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios Estos reglamentos son necesarios para la implementación efectiva de la ley.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Condiciones para el acceso de la Micro y Pequeñas Empresas al mercado libre de electricidad	Propone el acceso gradual al mercado libre de electricidad para las MYPE, bajo los siguientes rangos de máxima demanda anual de cada punto de suministro: - Mayor a 150 kW y hasta 2.500 kW: durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2026. - Mayor a 100 kW y hasta 2.500 kW: durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2028. - Mayor a 50 kW y hasta 2.500 kW: a partir del 1 de enero de 2029.	Fue incluido en la Agenda del Pleno el 12 de diciembre de 2024. A la fecha, el proyecto continúa en espera de ser debatido en el Pleno.
Proyecto de Ley que promueve la generación de energía nuclear y la instalación de reactores modulares pequeños	Entre los aspectos claves del Proyecto de Ley: - Se establece un marco regulador para promover la energía nuclear y la instalación de reactores SMR. - El MINEM, el MINAM y el IPEN liderarán las acciones para evaluar la viabilidad de los reactores SMR, asegurando el cumplimiento de normas ambientales y de seguridad nuclear. - Se impulsará la inversión privada en proyectos de reactores SMR bajo un esquema de colaboración público-privada, con énfasis en la transparencia y el interés público. - Disposiciones complementarias: i) Se actualiza la Ley 28.832 para promover proyectos nucleares. ii) Se establece que la generación nuclear gozará de un régimen de depreciación acelerada, entre otros	Fue aprobado por el Pleno del Congreso el 19 de marzo de 2025. Actualmente, se encuentra en etapa de autógrafa, la cual culmina el 30 de abril. Durante este plazo, el Presidente puede formular observaciones; de no hacerlo, la norma será promulgada automáticamente como ley.
Proyecto de Ley que modifica el porcentaje de participación de los trabajadores en las utilidades de las industriales eléctricas	Sus principales propuestas son: - Elevar el porcentaje de participación de utilidades de los trabajadores en este sector, actualmente del 5% al 10% de manera progresiva. - Modificación en la fórmula de distribución del monto asignado a los trabajadores.	Aprobado en primera votación el 21 de marzo de 2025. Actualmente, el proceso está temporalmente suspendido debido a pedidos de reconsideración presentados antes de la segunda votación, la cual no tiene fecha definida.

Principales Novedades en Decretos Supremos

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida	Este proyecto de reglamento tiene por objeto regular la actividad de la generación distribuida, así como su incorporación (conexión e instalación), operación y régimen comercial (comercialización).	El 25 de noviembre de 2024 se publicó dicho proyecto de Reglamento. A la fecha, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) se encuentra revisando los comentarios recibidos por los agentes durante el proceso de prepublicación.
Decreto Supremo que precisa los alcances de los artículos 2 y 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM	Precisa los alcances de los artículos 2 y 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM Decreto Supremo que implementan medidas que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados.	Publicado – El 22 de marzo de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano”

Otros Aspectos Regulatorios Relevantes

Título	Detalle	Estado Actual
Modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados	Este proyecto propone eliminar la exoneración de presentar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a las centrales de Recurso Energéticos Renovables (RER). Además, cabe destacar las siguientes disposiciones complementarias del proyecto de modificación: - La obligación mencionada no será aplicable para las centrales RER que cuenten con PPA's derivados de una subasta OSINERGMIN hasta su vencimiento. - Se establece un plazo de adecuación: (1) un año para centrales RER en operación contados a partir de la aprobación de los procedimientos técnicos por parte del COES y (2) seis meses a partir de la puesta de operación comercial para los proyectos en construcción con concesión definitiva.	El 25 de noviembre de 2024 se publicó dicha modificación. A la fecha, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) se encuentra revisando los comentarios recibidos por los agentes.
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia”	Busca proponer mejoras que permitan facilitar y promover el cumplimiento de la RPF por los agentes. - Cambios en la metodología de cálculo del cargo por incumplimiento de RPF. - Cambios en la metodología de cálculo del factor de cumplimiento (FaC), con el cual se distribuye incentivos al cumplimiento de RPF. - Mayores facilidades para realizar la delegación del servicio de RPF entre agentes. - Menores restricciones de ubicación y capacidad de los proyectos de equipos para RPF.	El 10 de febrero de 2025, el COES presentó la propuesta ante OSINERGMIN. Actualmente, se encuentra a la espera de las observaciones que dicha entidad pueda emitir sobre el documento.
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 22 “Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia”	Entre las principales modificaciones propuestas, se destaca que la asignación de los pagos por RSF debe incorporar el criterio de la “casualidad”, es decir, debe pagar el servicio quien origina su necesidad. Además, incluye que las nuevas tecnologías puedan brindar RSF, entre otras modificaciones.	El 10 de febrero de 2025, el COES presentó la propuesta ante OSINERGMIN. Actualmente, se encuentra a la espera de las observaciones que dicha entidad pueda emitir sobre el documento.

Proyecto de resolución que fija los precios en barra y demás cargos tarifarios aplicables para el periodo mayo 2025-abril 2026	Fija los precios en barra y sus correspondientes factores nodales de energía y factores de pérdidas de potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Barras de Referencia de Generación; así como las correspondientes tarifas de transmisión para el periodo mayo 2025-abril 2026.	El 13 de marzo de 2025 se publicó el proyecto de Resolución de Precios en Barra. Como parte del proceso, se recibió comentarios y opiniones de los interesados hasta el 25 de marzo. Actualmente, se espera su publicación oficial el 15 de abril de 2025.
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 10 “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas”	Las principales propuestas son: - El generador dejará de remitir al COES la información sobre sus entregas en las barras de transferencia, por lo que estará a cargo del COES. - Los Distribuidores deberán remitir con carácter de declaración jurada información al COES sobre la vigencia de sus contratos con sus clientes, especificando los Puntos de suministro. - El COES revisará que los retiros no superen las Potencias Contratadas declaradas por sus suministradores. - Se incluyen modificaciones en la reportería y en los plazos para la presentación de los informes LVTEA y LSCIO. - El COES publicará reliquidaciones mensuales, entre otros.	El 20 de marzo de 2025, el COES presentó la propuesta ante OSINERGMIN. Actualmente, se encuentra en espera de las observaciones que dicha entidad pueda emitir respecto al documento.
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión”	Sus principales propuestas son: - Realizar la contrastación en sus medidores de bornes de generación y de servicios auxiliares dentro del 1er mes luego de haber ingresado a Operación Comercial, y cada 2 años contados desde el último contraste realizado. - El COES revisará que la demanda coincidente no supere las Potencias Contratadas declaradas por sus suministradores. - Se incluyen modificaciones en la reportería y en los plazos para la presentación de los informes LVTP (liquidación mensual de las valorizaciones de transferencias de potencia y las compensaciones) y LSCIO (liquidación mensual de la valorización de servicios complementarios e inflexibilidades operativas). - El COES publicará reliquidaciones mensuales, entre otros.	El 20 de marzo de 2025, el COES presentó la propuesta ante OSINERGMIN. Actualmente, se encuentra en espera de las observaciones que dicha entidad pueda emitir respecto al documento.

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, que tengan consecuencias financieras negativas u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

Los principales riesgos son:

1. Riesgo de tipo de Cambio
2. Riesgo de tasa de Interés
3. Riesgo de crédito
4. Riesgo de liquidez

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 31 de marzo de 2025, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 82% a tasa fija y 18% 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. Históricamente 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.

Para el riesgo de crédito de clientes, 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 31 de marzo de 2025, 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 11 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 31 de marzo de 2025, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$769 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 43 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.
- Financiamiento adicional comprometido por US\$100 millones con los bancos BBVA y BOFA
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$103 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$101 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 31 de marzo de 2025, 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 31 de marzo de 2025 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, ambas 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 23 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 a 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 31 de marzo de 2025 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\$75 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$75 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 25%. 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 54% en términos nocionales.

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.

B.3. Riesgos Medioambientales

La empresa opera en un entorno donde los riesgos ambientales son cada vez más relevantes, tanto por las crecientes regulaciones como por las expectativas de los grupos de interés respecto a la sostenibilidad y la gestión responsable. En este apartado, se identifican y evalúan los principales riesgos ambientales que pueden impactar significativamente en la operación, reputación y resultados financieros de la compañía. Estos riesgos incluyen:

1. Riesgos del desempeño ambiental
2. Riesgos por cambio climático
3. Riesgos de biodiversidad

B.3.1 Riesgos del desempeño ambiental

Al igual que otras actividades industriales, la generación de energía podría tener impactos sobre el medio ambiente y las personas debido a la emisión de sustancias contaminantes que afectan el aire, el agua y el suelo, teniendo consecuencias perjudiciales tanto para la salud humana como para el entorno natural, incluidas otras especies. Por ello, resulta fundamental gestionar la construcción y operación de proyectos de manera apropiada, considerando la gestión de riesgos y el cumplimiento de las regulaciones vigentes, en toda la vida útil de los proyectos. Este es un tema material para Colbún porque buscamos desarrollar nuestro negocio en equilibrio con el planeta, con cuidado de la biodiversidad y el fomento de la economía circular.

Los principales riesgos asociados al desempeño ambiental son:

1. Incumplimiento de la legislación ambiental y de los compromisos ambientales (Delitos ambientales y económicos)
2. Contaminación de agua, aire o suelo
3. Alteración de patrimonio cultural
4. Eventos que gatillen pérdida o alteración a la biodiversidad

5. Eventos que afecten a la comunidad
6. Procedimientos de sanción, paralización de la construcción u operación
7. Daño reputacional
8. Falta de coherencia
9. Barrera para la adjudicación de nuevos proyectos
10. Impedimento para el financiamiento de proyectos

Para el control de los riesgos de desempeño ambiental, Colbún cuenta con un modelo de gestión ambiental, el cual se encuentra descrito en el Manual de Gestión Ambiental. Este modelo es aplicable a todo Colbún y filiales, además de contratistas.

Se realiza el cumplimiento y seguimiento de los compromisos y obligaciones legales, a través de un sistema, y se lleva un registro de los incidentes ambientales, los cuales son gestionados tanto para personal de la compañía como para contratistas en todas las instalaciones de Colbún y filiales.

Asimismo, se cuenta con el Estándar de Protección Ambiental aplicable a Colbún y filiales y con el Reglamento Especial de Seguridad, Salud Ocupaciones y Medio Ambiente, que establece las exigencias para contratistas y subcontratistas y existe un Modelo de Prevención de delitos para la gestión y prevención de los delitos ambientales y económicos, además de matrices de riesgos para los delitos de afectación de recursos hidrobiológicos.

B.3.2 Riesgos de cambio climático

El aumento de la temperatura promedio de la Tierra, debido a la acumulación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, está causando alteraciones en los patrones climáticos, cambios en los niveles del mar y eventos climáticos cada vez más intensos y frecuentes. Todo ello genera impactos crecientes para las personas, el medio ambiente y la economía, por lo cual existe un movimiento mundial y compromisos público-privados para detenerlo. Entre ellos están el Acuerdo de París y el Objetivo de Desarrollo Sostenible N° 13, que llama a tomar medidas urgentes para combatir este fenómeno y sus efectos, junto con fortalecer la resiliencia y capacidad de adaptación. Colbún quiere ser una Compañía carbono neutral en 2050 y contribuir de esta forma a los compromisos nacionales en materia de emisiones de GEI y los esfuerzos requeridos para limitar el aumento de la temperatura.

Considerando la naturaleza estratégica de los riesgos asociados al calentamiento global, en Colbún hemos realizado un diagnóstico de la situación actual de la empresa basado en los lineamientos del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima (TCFD, por sus siglas en inglés). Este análisis se llevó a cabo de manera cualitativa para las operaciones de Colbún, donde considerando la clasificación de riesgos, bajo dos escenarios climáticos: uno de altas emisiones (escenario RCP8.5), donde se superan los 2°C de aumento de temperatura a finales de siglo y, por lo tanto, los impactos físicos son más altos y otro de bajas emisiones (escenario RCP2.6), donde el aumento de la temperatura está por debajo de los 2°C para lo cual se acelera la descarbonización de la economía.

Clasificación de riesgos de cambio climático

Tipo de riesgo	Clasificación	Descripción
Físico	Agudo	Son originados por eventos climáticos intensos.
Físico	Crónico	Resultantes de cambios a largo plazo en las condiciones climáticas.
Transición	Políticos y legales Tecnológicos De mercado Reputacionales	Surgen a partir de la adaptación a los cambios sociales, legales y regulatorios que implementan para reducir las emisiones de gases de efecto.

Principales riesgos operacionales de cambio climático

Amenaza	Riesgo	Tipo	Monitoreo y control
Disminución y cambios en patrones de precipitaciones	Reducción generación hidroeléctrica y térmica	Físico/crónico	- Evaluación de escenarios de bajas precipitaciones en la planificación energética - En desarrollo plataforma de pronóstico de deshielo - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia hídrica en centrales (i.e. POI Nehuenco)
Sequía		Físico/agudo	- Existen alternativas de acceso a agua contratadas para Nehuenco - Crecimiento de la Compañía hacia proyectos renovables menos dependientes del recurso agua
Aumento en cantidad e intensidad de eventos extremos, i.e. incendios y olas de calor	Daños en activos físicos	Físico/agudo	- Contratación de seguros frente a eventos catastróficos - En implementación planes de prevención y actividades de monitoreo que contemplan alertas tempranas y planes de acción - Creación de cargo de Coordinador Gestión Riesgo Incendios
Aumento del impuesto a las emisiones de CO ₂	Aumento de costos	Transición / Legal y de mercado	- Evaluación de escenarios de aumento del impuesto verde en la planificación energética - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia energética en centrales térmicas - Evaluación de proyectos considerando un precio interno al carbono

B.3.3 Riesgos de biodiversidad

La generación de energía es una actividad directamente relacionada con la naturaleza, tanto por la dependencia de los recursos naturales, por los impactos que en ella se generan, así como por los riesgos y oportunidades asociados a su actividad. Es por ello que el cuidado de la biodiversidad es un aspecto fundamental para considerar en la gestión, diseño y planificación de las actividades asociadas al negocio de energía; más aun considerando que nuestras operaciones están insertas en entornos naturales frágiles y vulnerables frente a lo que implica la actividad industrial. La biodiversidad es parte del capital natural de los territorios y, como tal, requiere de una cuidadosa gestión de riesgos, cumplimiento regulatorio y colaboración con otros actores, por lo tanto, nuestro objetivo es abordar la gestión de la biodiversidad de una manera integral, considerándola en todo el ciclo de vida de nuestras centrales y proyectos.

Los riesgos asociados a biodiversidad identificados son los siguientes:

1. Incumplimiento de la legislación ambiental o de los compromisos ambientales
2. Pérdida o reducción de especies
3. Pérdida o afectación de hábitats
4. Barreras para la adjudicación de nuevos proyectos
5. Oposición de la comunidad
6. Falta de coherencia
7. Impedimento para el financiamiento de proyectos

Colbún cuenta con una Política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, la que hace referencia al cuidado de la biodiversidad en toda la vida útil de los proyectos y centrales.

Además, contamos con una Estrategia de Biodiversidad y un Estándar de Biodiversidad, aplicable para Colbún y filiales, incluyendo todas las fases de los proyectos y centrales en operación. Esta estrategia define lineamientos para la protección de la biodiversidad, la regeneración de áreas afectadas, estudio de especies nativas, conservación y cultura de la Compañía.

Cabe destacar que la Estrategia de Biodiversidad de Colbún fue recientemente reconocida entre las 30 Estrategias a nivel mundial y sólo cuatro en Chile, que cumplen con los estándares de Bussines for Nature, una coalición internacional de compañías, academia, ONGs y entidades financieras que promueven la protección de la biodiversidad en cumplimiento con el Marco Mundial de Biodiversidad de Kunming Montreal.

Actualmente se trabaja en la evaluación de los riesgos, oportunidades, impactos y dependencias en naturaleza, gracias al TNFD, Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con la Naturaleza, lo que significará un avance importante en la materia considerando que sólo el 5% de las compañías a nivel mundial reconoce la naturaleza como un tema material y sólo el 1% ha trabajado en la divulgación de sus impactos y dependencias.

B.4. Riesgos Sociales

La empresa reconoce la importancia de gestionar adecuadamente los riesgos sociales derivados de sus operaciones, tanto para garantizar su sostenibilidad como para fortalecer las relaciones con sus grupos de interés.

En este apartado se identifican los principales riesgos sociales que pueden influir en el desempeño de la organización:

1. Riesgos de diversidad, Equidad y Trato Justo
2. Riesgos Comunitarios

B.4.1 Riesgos de diversidad, Equidad y Trato Justo

La diversidad y equidad, así como el trato justo para las personas, son factores de fuerte importancia para desarrollar entornos laborales respetuosos y potenciar el éxito a largo plazo de las organizaciones, ya que estas se benefician de mayor variedad de perspectivas, experiencias y habilidades. Asimismo, es una forma de generar oportunidades laborales para grupos humanos que hasta ahora no han formado parte de algunas industrias. Colbún fomenta un ambiente de trabajo seguro y respetuoso que promueve la igualdad de oportunidades y permite la autenticidad de todos los colaboradores.

Algunos riesgos e impactos son:

1. Menor atracción y pérdida de talentos
2. Problemas legales y litigios por discriminación
3. Homogenización de los equipos
4. La superación de barreras para el ingreso de personas diversas contribuye a superar la desigualdad de oportunidades y promover la equidad y justicia social
5. La preocupación activa para evitar la discriminación implica fomentar cambios culturales y aprendizaje para eliminar los sesgos
6. Falta de imparcialidad en el trato Cultura Organizacional

Para mitigar estos riesgos e impactos Colbún ha publicado la Política de Diversidad, Equidad e Inclusión de Colbún, constituyó el Comité de Diversidad, Equidad e Inclusión y algunos de los trabajos realizados son que alcanzamos un 23% de dotación femenina, es una meta corporativa, y parte del Plan de Equidad de Género instaurado en 2018 además de lograr casi un 17,8% de mujeres en cargos de liderazgo y la realización de talleres "Promoción de Ambientes Sanos y Libres de Acoso", con foco en trabajadores y líderes de la Compañía.

Este primer trimestre 2025 los principales temas realizados son:

1. Programa Trainee: Inicio proceso de Selección de candidatas con publicación en Redes Sociales y Universidades.
2. Alianza con Women Talent (WoT): Plataforma que conecta candidatas mujeres con las empresas, para fomentar la contratación de talento femenino y facilita la búsqueda intencionada de mujeres.
3. Lanzamiento postulación a la tercera versión del Programa Mentoría Mujeres Colbún.
4. Lanzamiento curso on line Ley Karin obligatorio para todos los trabajadores (as) de la compañía: 90% de cumplimiento.

B.4.2 Riesgos Comunitarios

La gestión de riesgos comunitarios es un pilar fundamental para Colbún, ya que refleja su compromiso con el propósito de conectarse con la realidad y sueños de las comunidades para ser un catalizador de desarrollo próspero, sostenible e inclusivo de los territorios donde opera. Colbún reconoce que las comunidades cercanas a sus operaciones poseen un profundo arraigo a su entorno, tradiciones y formas de vida, lo que hace esencial establecer relaciones basadas en la transparencia, el respeto mutuo, la colaboración y la reciprocidad. Estas relaciones no solo mitigan riesgos comunitarios, sino que también potencian la creación de valor compartido, fortalecen el tejido social y generan un impacto positivo a largo plazo.

Colbún enfrenta una variedad de riesgos comunitarios asociados a su interacción con las comunidades cercanas a sus proyectos y operaciones. Estos riesgos pueden variar según el tipo de energía generada (hidroeléctrica, eólica, térmica o solar), el contexto sociocultural y ambiental, y las expectativas de las comunidades. Entre los principales riesgos se encuentran:

1. **Conflictos por el uso de recursos naturales:** La generación eléctrica y otras actividades pueden percibirse como competencia en el uso del agua, especialmente en zonas donde este recurso es escaso para la agricultura, ganadería y consumo humano, además pueden producirse conflictos relacionados con la compra, uso o acceso a terrenos, especialmente si estos tienen valor cultural, productivo o simbólico para las comunidades.
2. **Impactos ambientales percibidos o reales:** Se pueden producir alteraciones de ecosistemas locales como cambios en la biodiversidad, pérdida de hábitats o modificaciones en paisajes naturales que podrían afectar las actividades tradicionales como pesca, agricultura, ganadería, caza o turismo y riesgos asociados a la emisión de gases, polvo, ruido, vibraciones o afectaciones al agua y suelo durante la construcción u operación de los proyectos.
3. **Afectación a medios de vida:** Potencial pérdida de ingresos por alteración de actividades económicas locales, como la pesca o la agricultura, debido al impacto del proyecto en los recursos naturales.
4. **Expectativas insatisfechas:** Descontento por la percepción de que los compromisos asumidos por la Compañía no se han cumplido en tiempo o forma o la generación de un sentimiento de inequidad en la distribución de beneficios generados por el proyecto, como empleo, infraestructura o programas sociales.
5. **Oposición y conflictos sociales:** Protestas y movilizaciones organizadas por grupos locales, nacionales o internacionales, que pueden escalar a bloqueos, incidentes violentos o presión en medios, así como el rechazo a nuevos proyectos debido a experiencias negativas previas.
6. **Pérdida de confianza mutua:** Deterioro en la percepción de las comunidades hacia la empresa debido a la falta de transparencia, falta de consulta previa o desinformación sobre las actividades de la empresa o participación insuficiente en los procesos de decisión que afectan sus territorios.
7. **Cambios en el entorno social:** Llegada de trabajadores externos que puede alterar las dinámicas locales, aumentar la presión sobre servicios públicos o generar tensiones sociales.

Los lineamientos que guían el relacionamiento comunitario de Colbún, integral para la gestión sostenible del negocio, se describen en el Manual de Comunidad y Sociedad (MAC001), que establece un modelo efectivo para la participación comunitaria, incorporando metodologías y controles para la gestión de aspectos comunitarios e incidentes sociales. Las principales medidas de prevención y mitigación que Colbún implementa para abordar estos riesgos incluyen:

1. Identificación de riesgos comunitarios: Mapeo de actores y Evaluación de impacto social y ambiental.
2. Diálogo y participación temprana: Consulta previa e informada, Espacios de diálogo permanente y Co-diseño de proyectos comunitarios.
3. Fortalecimiento de capacidades locales: Empleo y compras locales, Desarrollo económico local, Promoción de la educación y Fortalecimiento organizacional.
4. Comunicación y transparencia: Mecanismo de quejas y reclamos y Rendición de cuentas.

B.5. Riesgos de Gobernanza

En Colbún contamos con un conjunto de principios, normas y mecanismos que tienen el objetivo de crear valor sostenible, tanto para nuestros accionistas como para los grupos de interés con los que nos vinculamos. Así, junto con regímenes por las regulaciones externas, nuestra organización funciona en base a políticas y procedimientos propios.

En este marco de gobernanza, se han identificado los siguientes riesgos principales:

1. **Incumplimiento regulatorio:** Posibilidad de sanciones legales o financieras debido a incumplimientos normativos.
2. **Conflictos de interés:** Situaciones que podrían afectar la objetividad en la toma de decisiones estratégicas.
3. **Dependencia de auditoría interna:** Riesgo de influencia indebida en las evaluaciones de control interno.
4. **Gestión de riesgos inadecuada:** Fallos en identificar o mitigar riesgos clave para la sostenibilidad organizacional.
5. **Deficiencias en los controles internos:** Vulnerabilidades en la prevención y detección de irregularidades.

6. **Falta de transparencia y rendición de cuentas:** Impacto negativo en la confianza de los accionistas y otros grupos de interés.
7. **Reputación afectada por incumplimientos éticos:** Deterioro de la imagen corporativa por actuaciones inadecuadas o ilegales.

Para mitigar estos riesgos, la gobernabilidad es de responsabilidad del Directorio, sus Comités Asesores, la Administración y los trabajadores. La Gerencia de Auditoría Interna es independiente y su misión es verificar la efectividad y el cumplimiento de políticas, procedimientos, controles y códigos implementados para la gestión de riesgos. Esta área reporta al Directorio y participa en la evaluación del funcionamiento de la estructura de gobernabilidad.

Nuestra gobernanza corporativa se basa en un marco integral de principios, normas y mecanismos diseñados para crear valor sostenible y gestionar riesgos de manera efectiva. Este marco involucra la participación del Directorio, sus Comités Asesores, la Administración, los trabajadores y la Gerencia de Auditoría Interna, que opera de manera independiente. La Auditoría Interna verifica el cumplimiento de políticas, procedimientos, controles y códigos de gestión, reportando directamente al Directorio y asegurando la efectividad del sistema de gobernabilidad.

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) 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.