

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

31 de Diciembre de 2025



4º TRIMESTRE 2025

ÍNDICE

4T25 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	7
Generación y Ventas Físicas Chile	7
Generación y Ventas Físicas Perú	9
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	10
Análisis Resultado Operacional Chile	11
Análisis Resultado Operacional Perú	13
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	14
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	15
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	17
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	19
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	20
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	20
Gestión de riesgo	26

Conference Call Resultados 4T25

Fecha: Viernes 30 de enero 2026
Hora: 10:00 AM Eastern Time
 12:00 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 2460445

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

Carolina Plasser L.
cplasser@colbun.cl
 + (56) 2 24604308

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2025 (4T25) ascendieron a **US\$392,6 millones**, aumentando un 2% respecto a los ingresos registrados el cuarto trimestre del año 2024 (4T24). Esta variación se explica principalmente por (i) mayores ventas físicas a clientes regulados tanto en Chile como en Perú, y (ii) mayores ingresos provenientes de clientes libres, asociados a un mayor precio promedio de venta en Chile y a un mayor volumen proveniente de este mismo segmento en Perú. Dichos efectos, fueron parcialmente compensados por menores ventas físicas en el mercado spot en ambos países, debido a una menor generación registrada durante el periodo. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic-25 ascendieron a **US\$1.595,6 millones**, aumentando 1% respecto a Dic-24, explicado por las mismas dinámicas operacionales y comerciales observadas a nivel trimestral.
- El **EBITDA** consolidado del 4T25 alcanzó **US\$164,5 millones**, disminuyendo un 5% respecto al EBITDA de US\$172,8 millones del 4T24. Esta variación se explica principalmente por un menor margen bruto, asociado a una menor generación hidráulica durante el período, lo que impactó el mix de generación y el despacho del sistema, derivando en (i) mayores costos de materias primas y consumibles, destacando un mayor consumo de gas natural en Chile, asociado a una mayor generación con dicho combustible, y mayores costos de peajes, producto de ajustes tarifarios vigentes durante el año, y (ii) menores ventas de energía y potencia mercado spot, coherentes con la menor generación registrada durante el período. Adicionalmente, se registró un aumento en “Otros Gastos, por Naturaleza”, explicado por el reverso de provisiones de carácter no recurrente registradas en 2024. **En términos acumulados**, el EBITDA a Dic-25 totalizó **US\$609,1 millones**, disminuyendo un 5% respecto a Dic-24. Esta disminución, explicado por (i) menores ingresos por ventas de energía y potencia en el mercado spot, (ii) mayores costos asociados a compras de energía y potencia, debido a la menor generación propia registrada tanto en Chile como en Perú, y (iii) mayores costos de peajes, por la vigencia de tarifas más altas y mayores retiros de energía durante el año. Estos efectos fueron parcialmente compensados por (iv) menores costos de consumo de carbón, coherentes con la menor generación térmica en base a dicho combustible, producto de la indisponibilidad de la central Santa María durante parte relevante de 2025. Adicionalmente, se observó un aumento en los gastos por beneficios a empleados, que contribuyó marginalmente a la disminución del EBITDA acumulado del período.
- El **Resultado operacional** del 4T25 alcanzó **US\$93,3 millones**, disminuyendo un 18% respecto a los US\$ 114,2 millones registrados al 4T24. Esta variación se explica principalmente por (i) un incremento en gastos de depreciación y amortización, como consecuencia de la entrada en operación comercial del Parque Eólico Horizonte que elevó la base de activos en explotación durante el período, y (ii) al menor EBITDA mencionado anteriormente. **En términos acumulados**, el resultado operacional a Dic-25 totalizó **US\$357,8 millones**, disminuyendo 16% respecto a los US\$427,1 millones registrados a Dic-24. Esta variación se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **Resultado no operacional** el 4T25 presentó una pérdida de **US\$55,5 millones**, aumentando un 22% respecto a la pérdida de US\$45,6 millones registrada en 4T24. Este incremento se explica principalmente por (i) un aumento en los gastos financieros, explicado por un mayor gasto en intereses, asociado principalmente a la finalización de la capitalización de intereses asociada al Parque Eólico Horizonte producto de su puesta en servicio operacional y a una mayor deuda financiera promedio registrada durante el trimestre, y (ii) mayores Otras Pérdidas, mayormente asociadas al registro de provisiones por deterioro de activos durante el período. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a Dic-25 alcanzó una pérdida de **US\$124,6 millones**, aumentando un 51% respecto a la pérdida de US\$82,4 millones registrada al mismo periodo de 2024. Esta variación responde a (i) mayores pagos por concepto de intereses asociados tanto a una mayor deuda financiera promedio durante el 2025 como a la finalización de la capitalización de intereses asociada al Parque Eólico Horizonte y (ii) a mayores “Otras Ganancias (Pérdidas)” producto del reconocimiento de provisiones por deterioro de activos explicado anteriormente y al reconocimiento de gastos vinculados al prepago parcial del Bono 2027 y (iii) menores ingresos financieros, derivados de una menor tasa de retorno sobre inversiones temporales y menores niveles de excedentes de caja en comparación con 2024.
- El 4T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$6,7 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$14,5 millones en 4T24. Esta disminución se explica principalmente por (i) la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el período, y (ii) por el efecto favorable de la apreciación del sol peruano, que generó un ajuste positivo en los impuestos diferidos de la filial Fenix Power Perú, reduciendo el gasto contable por este concepto. **En términos acumulados**, a Dic-25 se registró

un gasto por impuestos a las ganancias por **US\$46,2 millones**, comparado con US\$87,6 millones a Dic-24. Esta variación se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● La Compañía presentó en 4T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$31,1 millones**, comparado con una ganancia de US\$54,1 millones en 4T24, principalmente debido a (i) un menor resultado operacional producto de menor EBITDA y una mayor depreciación y (ii) al menor resultado fuera de la operación registrado en el periodo mencionado anteriormente, parcialmente compensado por menores gastos por impuestos. **En términos acumulados**, la Compañía presentó una ganancia de **US\$187,0 millones** a Dic-25, comparado con una ganancia de US\$257,2 millones a Dic-24. Esta caída se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Hechos destacados del año

ESTRATEGIA COMERCIAL:

● Durante el 2025, se firmaron en Chile contratos de venta de energía con 92 clientes por 846 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destacan el contrato de energía renovable con Aguas Andinas S.A., por 311 GWh anuales a partir de enero de 2026 y con una duración de 8 años; el contrato de energía renovable con Parque Arauco S.A., por 150 GWh anuales a contar de enero de 2026 y por un periodo de 4 años; y el contrato de energía renovable con Grupo SMU, por 60 GWh anuales desde marzo de 2025, también con vigencia de 4 años.

● Por su parte, en Perú se firmaron contratos de venta de energía con 26 clientes, que totalizan 62,9 MW de potencia contratada. Las adjudicaciones más importantes fueron la renovación por 5 años Operadores Concentrados Peruanos (15 MW) y la renovación por 4 años Peruana de Moldeados (13,7 MW).

CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA:

● Durante el 2T25 se firmó un acuerdo de compra de energía con Atlas Renewable Energy, el cual se extenderá por un periodo de 15 años. Este contrato contempla que Atlas construya el sistema de almacenamiento con baterías (BESS) y que Colbún adquiera el suministro de energía proveniente del proyecto. Ubicado en la Región de Antofagasta, el proyecto tendrá una capacidad instalada de 230MW y 920 MWh de almacenamiento, permitiendo una inyección de energía de hasta 335 GWh anuales.

DIVIDENDOS

● Con fecha 9 de mayo, la Compañía repartió un dividendo definitivo por US\$26,5 millones, que sumado a los US\$99,7 millones pagados el 13 de diciembre de 2024, totalizó US\$126,2 millones, lo que representa el 50% de la utilidad líquida distribuible del año 2024, concordante con la política de dividendos.

● Con fecha 12 de diciembre, la Compañía repartió un dividendo provisorio por US\$78,0 millones, con cargo a la utilidad del año 2025.

FINANCIAMIENTO

● En septiembre de 2025 Colbún emitió su segundo “bono verde” en el mercado internacional, por US\$500 millones, bajo la Regla 144A / Regulación S, con vencimiento a 10 años (Sept-35), obteniendo una tasa cupón de 5,375%, con una yield de 5,415%. De los fondos obtenidos de esta colocación, US\$266 millones fueron destinados al refinanciamiento parcial del bono de US\$500 millones del mismo tipo, que vence el año 2027. Un monto equivalente a los fondos recaudados será invertido en proyectos verdes elegibles, conforme a lo establecido en el Marco de Financiamiento Verde de la compañía, alineado con los Green Bond Principles (ICMA 2021).

- En diciembre de 2025, Fenix Power Perú S.A. firmó un crédito bancario “bullet”, a 5 años plazo, con los bancos MUFG y Mizuho por US\$200 millones. Los fondos obtenidos fueron utilizados para el prepago total del bono 144A / Regulación S de la Compañía por US\$186 millones, con vencimiento en 2027.

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. Con ello, Colbún completó la totalidad de las ventas de estos derechos, quedando únicamente pendiente el pago correspondiente a ILAP —asociado a los activos San Juan y Norvind— por aproximadamente US\$13 millones. Cabe señalar que estas operaciones no tuvieron un efecto material en los resultados de la Compañía.

FUSIONES Y ADQUISICIONES

- Con fecha 21 de agosto de 2025, y en cumplimiento del Share Purchase Agreement suscrito con Platinum Bolt A 2015 RSC Limited, filial de la Abu Dhabi Investment Authority (ADIA), Colbún S.A. completó la adquisición del 41,379% de Inversiones Las Canteras S.A. (ILC), propietaria de Fenix Power Perú S.A., una vez cumplidas todas las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo. Con dicha adquisición, Colbún alcanzó el 100% de la propiedad de ILC y consecuentemente Fenix Power.

AVANCES DE PROYECTOS:

- En Operación Comercial (Chile):
 - P.E. Horizonte (816 MW): El Coordinador Eléctrico Nacional comunicó la entrada en operación comercial de Horizonte Norte el 2 de junio de 2025, correspondiente a 70 aerogeneradores. Posteriormente, el 28 de julio de 2025, declaró la entrada en operación comercial de la Etapa 2, Horizonte Sur. Con esta puesta en marcha, el complejo eólico Horizonte (Norte y Sur) completó su operación comercial total, alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 816 MW, consolidándose como uno de los proyectos eólicos más grandes de Latinoamérica.
- En Construcción (Chile):
 - BESS Chaca (Ex Celda Solar, 228 MW): Al 4T25, el proyecto alcanza un avance de un 70%. Se completó la instalación de la totalidad de los contenedores de baterías y centros de transformación, se inició la conexión de los equipos y se finalizó la construcción de la Subestación Chaca y la línea de transmisión.
 - BESS Diego de Almagro Sur (228 MW): Al 4T25, el proyecto presenta un avance del 14%. Se despachó el primer lote de 70 contenedores de baterías (de un total de 201), se realizaron exitosamente las pruebas FAT (factory acceptance tests) de las celdas de media tensión en China y se registra avance en las obras civiles y fundaciones del proyecto.
 - Subestación Don Eduardo (Ex Lullaillaco, 2x500kV): En el 4T25 se iniciaron las obras de construcción, con movimientos de tierra, caminos de accesos y fundaciones mayores. Lo anterior adjudicado a la empresa Strabag.
- Proyectos que obtuvieron su Evaluación Ambiental (Chile):
 - Modificación Parque Eólico Horizonte (180 MW): Aprobada en 2T25.
 - Parque Eólico Junquillos (473 MW): Aprobada en 4T25.
- Proyectos que obtuvieron su Evaluación Ambiental (Perú):
 - Parque eólico Bayovar (660 MW): Aprobada en 1T25.
 - Parque fotovoltaico Algarrobal (400 MW): Aprobada en 4T25.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

- Durante el 4T25, algunas de nuestras principales centrales llevaron a cabo sus mantenimientos mayores o anuales para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:

- Central termoeléctrica Nehuenco U1: mantenimiento realizado desde el 08 de noviembre hasta el 09 de diciembre.

- El 23 de marzo de 2025 la Central Térmica Santa María (379 MW) quedó indisponible debido a una pérdida de lubricación en la turbina de vapor, evento que provocó el bloqueo del eje tras la apertura de ambos circuitos de la línea Santa María–Charrúa a causa de los incendios forestales ocurridos en la zona. Los trabajos de reparación finalizaron conforme a lo planificado, reanudándose las operaciones el día 23 de octubre de 2025. Cabe destacar que la Compañía cuenta con coberturas de seguro para este tipo de siniestros.
- El 9 de julio de 2025, se produjo un siniestro en la Unidad N°1 de Central Hidroeléctrica Rucúe (90 MW), a raíz de una inflamación provocada por una fuga de gas durante trabajos de metalizado de las placas de desgaste y tapa superior de la turbina de dicha unidad mientras se realizaba el mantenimiento mayor. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para este tipo de siniestros. A la fecha, se ha avanzado en la reparación de sistemas eléctricos y mecánicos, retiro de componentes dañados y preparación para pruebas críticas, registrándose un 87% de avance en los trabajos. La puesta en servicio de la unidad se estima para mediados de febrero de 2026.

ERROR TARIFARIO CNE:

- Con fecha 14 de octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución Exenta N° 633, mediante la cual aprobó el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional correspondiente al primer semestre de 2026. Dicho informe identificó y corrigió un error en la valorización de las Diferencias de Facturación, originado por una inconsistencia metodológica en la consideración del efecto inflacionario, al aplicar simultáneamente la variación del IPC y la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional. Este error afecta exclusivamente a los clientes regulados cuyas tarifas son determinadas por la CNE.

Posteriormente, con fecha 20 de enero de 2026, se publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 24T, el cual formalizó dicha corrección tarifaria al fijar los Precios de Nudo Promedio del sistema eléctrico nacional y los ajustes correspondientes, de conformidad con el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos. De acuerdo con lo establecido, el reverso de los ingresos asociados a esta corrección por parte de las empresas generadoras se materializará a partir de la facturación de enero de 2026, mediante seis cuotas mensuales iguales. Cabe señalar que los efectos económicos de esta corrección ya fueron reconocidos en los resultados del trimestre.

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 4T24 y 4T25, y acumulado a Dic-24 y Dic-25.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
11.029	12.049	Total Ventas Físicas (GWh)	2.582	2.867	(8%)	(10%)
1.582	1.083	Cientes Regulados	369	314	46%	18%
9.429	9.332	Cientes Libres	2.195	2.439	1%	(10%)
17	1.634	Ventas en el Mercado Spot	17	114	(99%)	(85%)
1.486	1.254	Potencia (MW)	1.484	1.290	18%	15%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
10.170	12.112	Total Generación (GWh)	2.472	2.805	(16%)	(12%)
4.936	7.276	Hidráulica	1.300	2.098	(32%)	(38%)
2.955	3.779	Térmica	484	263	(22%)	84%
2.729	2.517	Gas	453	244	8%	86%
60	17	Diésel	3	3	-	16%
166	1.245	Carbón	28	16	(87%)	68%
2.279	1.058	ERFV*	689	444	-	55%
1.686	433	Eólica	536	272	-	97%
593	625	Solar	153	172	(5%)	(0)
1.052	68	Compras en el Mercado Spot (GWh)	167	22	-	-
(1.035)	1.566	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(150)	92	-	-

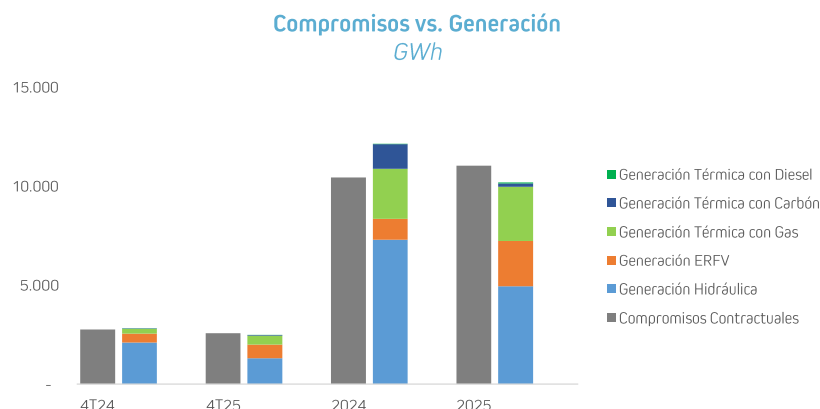
(*) Nota: Cifras incluyen, a partir del mes de octubre 2024, centrales y clientes de San Juan y Norvind. Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras (eólica) e Imelsa (solar). ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 4T25 alcanzaron **2.582 GWh**, disminuyendo un 10% en comparación con el 4T24. Esta caída es explicada principalmente por (i) un menor consumo de clientes libres (-244 GWh) mayormente vinculados a la industria minera, y (ii) por menores ventas físicas al mercado spot (-97 GWh), debido a la menor generación en dicho periodo. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por mayores ventas en el segmento de clientes regulados producto de un aumento en el consumo durante el periodo. En **términos acumulados**, las **ventas físicas** a Dic-25 alcanzaron **11.029 GWh**, disminuyendo un 8% respecto a lo acumulado a Dic-24. Esta disminución se explica principalmente por menores ventas en el mercado spot, debido principalmente a la menor generación hidráulica y térmica en base a carbón registrada a lo largo del año. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (i) un aumento en las ventas a clientes regulados, producto de la incorporación de los contratos asociados a las sociedades Norvind y San Juan, y (ii) en menor medida, mayores ventas en el segmento de clientes libres producto de la mayor demanda registrada por clientes de la industria minera durante los primeros trimestres del año.

Por su parte, la **generación de Colbún** del trimestre alcanzó **2.472 GWh**, disminuyendo 12% respecto al 4T24, explicado principalmente por menor generación hidráulica (-798 GWh) asociada a una condición hidrológica significativamente menos favorable en comparación con el mismo período del año anterior, lo que redujo los volúmenes de afluentes disponibles para despacho. Este efecto fue parcialmente compensado por (i) una mayor generación eólica (+263 GWh) impulsada principalmente por la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte y (ii) un incremento en la generación térmica en base a gas (+209 GWh), explicado por un mayor despacho económico del Complejo Nehuenco, en un contexto de menor hidrología registrada durante el periodo. En **términos acumulados**, la generación a Dic-25 alcanzó **10.170 GWh**, disminuyendo un 16% respecto a Dic-24. Esta disminución se explica principalmente por (i) una menor generación hidráulica (-2.340 GWh), reflejo de menores afluentes a lo largo del año y (ii) una menor generación térmica a carbón (-1.079 GWh) producto del siniestro ocurrido en la CT Santa María, que mantuvo la unidad indisponible entre los meses de marzo y octubre de 2025. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por (i) una mayor generación eólica asociada tanto a la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte como al aporte en régimen

anual completo de los parques San Juan y Norvind, los cuales fueron adquiridos durante el cuarto trimestre de 2024 y, por tanto, solo contribuyeron parcialmente a la generación consolidada del ejercicio anterior.

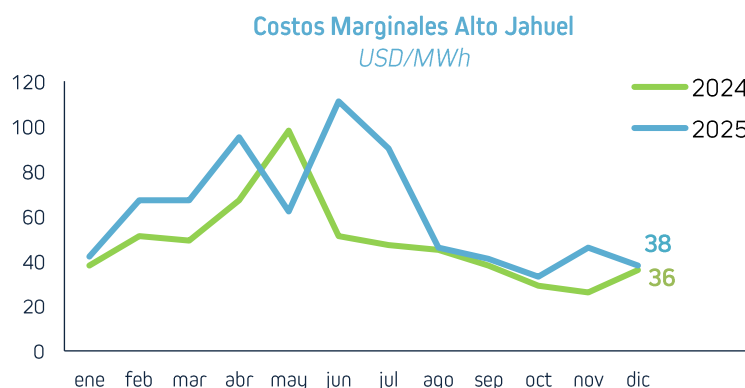
El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró compras netas por **150 GWh**, las que se comparan con ventas netas por 92 GWh registradas en 4T24. Esta variación responde principalmente a la menor generación hidráulica observada durante el período, lo que redujo los excedentes disponibles para comercialización en el mercado spot. **En términos acumulados**, a Dic-25 se registraron compras netas por **1.035 GWh**, que se comparan con las ventas netas por 1.566 GWh registradas a Dic-24, principalmente debido a (i) una menor generación hidráulica a lo largo del año, (ii) una menor generación térmica en base a carbón, asociada a la indisponibilidad de la Central Santa María durante parte relevante de 2025, y (iii) un mayor nivel de consumo de clientes bajo contrato, particularmente en el segmento regulado.



Mix de generación en Chile: Durante el 4T25, la generación del SEN alcanzó **21.480 GWh**, manteniéndose en línea con el 4T24, aunque con una recomposición relevante del mix de generación. En particular, se registró una menor generación hidráulica (-2.881 GWh), la que fue compensada principalmente por una mayor generación térmica en base a carbón (+970 GWh), mayor generación solar (+927 GWh), mayor generación térmica en base a gas (+651 GWh) y mayor generación eólica (+404 GWh). A Dic-25, el año hidrológico en curso (Abr25-Mar26) ha presentado déficits relevantes de precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN, destacando: Aconcagua: -36%; Maule: -60%; Laja: -27%; Biobío: -20%; Chapo: -2%. Este deterioro hidrológico explica la menor generación hidráulica observada durante el período y ha incidido en un mayor despacho térmico. En este contexto, los costos marginales promedio registraron un aumento cercano al 13%, promediando 38,1 USD/MWh en las principales barras en el 4T25, comparado con los 33,6 USD/MWh registrados en 4T24. Esta variación es explicada principalmente por la menor hidrología del sistema. Por su parte, la demanda eléctrica nacional creció 0,9% durante el 4T25, en comparación con el 4T24.

Tabla 2: Generación del SEN

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
85.550	85.826	Total Generación (GWh)	21.480	21.326	(0%)	1%
20.770	27.080	Hidráulica	5.332	8.213	(23%)	(35%)
13.216	12.346	Gas	2.162	1.511	7%	43%
453	174	Diésel	81	32	-	-
15.368	13.270	Carbón	3.559	2.588	16%	37%
12.193	11.081	Eólica	3.255	2.851	10%	14%
20.898	19.002	Solar	6.466	5.539	10%	17%
2.652	2.874	Otros	624	592	(8%)	6%



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T24 y 4T25, y acumulado a Dic-24 y Dic-25.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

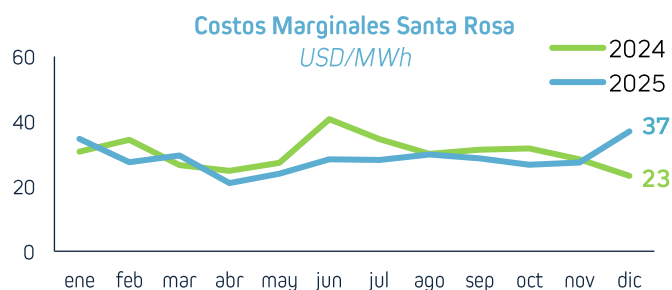
Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
3.772	3.786	Total Ventas Físicas (GWh)	934	964	(0%)	(3%)
1.532	1.133	Cientes Regulados	386	284	35%	36%
1.671	1.370	Cientes Libres	418	366	22%	14%
569	1.283	Ventas en el Mercado Spot	130	314	(56%)	(59%)
566	569	Potencia (MW)	565	567	(0%)	(0%)
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
3.586	3.805	Total Generación (GWh)	935	988	(6%)	(5%)
3.586	3.805	Gas	935	988	(6%)	(5%)
280	73	Compras en el Mercado Spot (GWh)	23	0	-	-
288	1.210	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	107	314	(76%)	(66%)

● **Las ventas físicas** durante el 4T25 alcanzaron **934 GWh**, disminuyendo un 3% respecto al 4T24, debido a menores ventas en el mercado spot asociadas a la menor generación de la CT Fenix. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (i) mayores ventas al segmento regulado, producto de la entrada en vigencia del contrato con Electro Oriente por aproximadamente 450 GWh/año y (ii) mayores ventas a clientes libres producto de la entrada en vigencia de un contrato con Distriluz de aproximadamente 200 GWh/año y a un incremento en el consumo del cliente Minera Volcan. **En términos acumulados**, las ventas físicas a Dic-25 alcanzaron **3.772 GWh**, manteniéndose en línea con lo registrado a diciembre de 2024, dado que las menores ventas al mercado spot, coherentes con la menor generación observada durante el año, fueron compensadas por un mayor nivel de ventas bajo contrato.

● Por su parte, la **generación** de la CT Fenix alcanzó **935 GWh** durante el 4T25, disminuyendo un 5% respecto al 4T24. Esta variación se explica principalmente por una indisponibilidad forzada de la central asociada a la Turbina de Vapor, que la mantuvo fuera de operación durante 13 días (26-Oct al 07-Nov). Adicionalmente, se registraron mejores condiciones hidrológicas en el sistema, lo que redujo el despacho económico de la central, llevando a que Fenix operara durante un mayor número de horas a mínimo técnico, afectando su nivel de generación durante el período. **En términos acumulados**, la generación acumulada a Dic-25 fue de **3.586 GWh**, disminuyendo un 6% respecto al mismo periodo de 2024, explicado principalmente por (i) una mayor duración del mantenimiento programado de la central durante 2025 respecto al realizado en 2024, (ii) a la mayor hidrología respecto al año 2024, lo que ocasionó un menor despacho económico de la central y (iii) a la indisponibilidad forzosa registrada durante el 4T25, explicada anteriormente.

● El **balance neto del mercado spot** durante el 4T25 registró ventas netas por **107 GWh**, en comparación con ventas netas por 314 GWh en el 4T24, reflejando una disminución de 66%, atribuible principalmente a (i) un mayor consumo de clientes regulados y libres tras la incorporación de nuevos contratos y (ii) una menor generación de la CT Fenix durante el periodo. **En términos acumulados**, a Dic-25 se registraron ventas netas por **288 GWh**, en comparación con las ventas netas por 1.210 GWh a Dic-24, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro- que abastece al principal complejo hidroeléctrico del país, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW)- ha presentado a Dic-25 una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 6,96%, en comparación con 17,48% registrado a diciembre del año anterior, evidenciando una mejor condición hidrológica en lo que va del año hidrológico (Oct25-Sept26). **En términos acumulados**, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó 5,6% interanual, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó 7,0% respecto a Dic-24, ambas variaciones explicadas por la mayor disponibilidad de recursos hídricos. Por su parte, la demanda eléctrica nacional creció 2,0% interanual al cierre del 4T25, impulsada por el incremento vegetativo de la demanda y el mayor consumo del sector minero.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T24 y 4T25 y acumulado a Dic-24 y Dic-25.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
1.595,6	1.576,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	392,6	384,5	1%	2%
312,6	220,3	Venta a Clientes Regulados	72,5	60,6	42%	20%
1.128,2	1.033,3	Venta a Clientes Libres	285,8	282,3	9%	1%
96,7	264,4	Ventas de Energía y Potencia	18,7	27,9	(63%)	(33%)
58,1	57,9	Otros Ingresos	15,6	13,6	0%	15%
(808,6)	(772,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(181,6)	(169,7)	5%	7%
(187,8)	(159,0)	Peajes	(46,2)	(40,4)	18%	14%
(154,5)	(97,7)	Compras de Energía y Potencia	(35,7)	(44,8)	58%	(20%)
(326,6)	(327,3)	Consumo de Gas	(65,2)	(48,8)	(0%)	34%
(14,5)	(6,1)	Consumo de Petróleo	(2,0)	(1,2)	-	70%
(17,6)	(83,8)	Consumo de Carbón	(4,6)	(4,1)	(79%)	14%
(107,6)	(98,5)	Otros	(27,8)	(30,5)	9%	(9%)
786,9	803,7	MARGEN BRUTO	210,9	214,8	(2%)	(2%)
(103,1)	(92,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(25,6)	(24,2)	12%	6%
(74,7)	(69,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(20,9)	(17,8)	8%	17%
(251,3)	(215,2)	Gastos por Depreciación y Amortización	(71,2)	(58,6)	17%	22%
357,8	427,1	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	93,3	114,2	(16%)	(18%)
609,1	642,4	EBITDA	164,5	172,8	(5%)	(5%)
39,1	51,0	Ingresos Financieros	10,4	9,1	(23%)	14%
(94,1)	(70,3)	Gastos Financieros	(29,5)	(17,1)	34%	72%
6,5	(1,4)	Diferencias de Cambio	2,0	(4,9)	-	-
12,4	12,3	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,8	2,8	1%	(1%)
(88,6)	(74,0)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(41,2)	(35,5)	20%	16%
(124,6)	(82,4)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(55,5)	(45,6)	51%	22%
233,1	344,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	37,8	68,6	(32%)	(45%)
(46,2)	(87,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(6,7)	(14,5)	(47%)	(54%)
187,0	257,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	31,1	54,1	(27%)	(43%)
187,2	252,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	31,2	53,0	(26%)	(41%)
(0,2)	4,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,1)	1,1	-	-

(*): 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	Dic-25	Dic-24
Chile (CLP / US\$)	907,13	996,46
Chile UF (CLP/UF)	39.727,96	38.416,69
Perú (PEN / US\$)	3,36	3,77

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T24 y 4T25, y acumulado a Dic-24 y Dic-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
1.363,3	1.355,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	334,6	327,2	1%	2%
197,1	130,3	Venta a Clientes Regulados	42,8	38,0	51%	13%
1.036,6	957,7	Venta a Clientes Libres	262,8	260,8	8%	1%
83,4	221,4	Ventas de Energía y Potencia	15,8	18,8	(62%)	(16%)
46,1	45,6	Otros Ingresos	13,1	9,5	1%	39%
(682,6)	(654,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(149,9)	(140,8)	4%	6%
(181,2)	(153,4)	Peajes	(44,2)	(39,1)	18%	13%
(144,9)	(95,7)	Compras de Energía y Potencia	(34,2)	(44,8)	51%	(24%)
(228,0)	(226,8)	Consumo de Gas	(39,9)	(23,4)	1%	71%
(14,5)	(6,1)	Consumo de Petróleo	(2,0)	(1,2)	-	70%
(17,6)	(83,8)	Consumo de Carbón	(4,6)	(4,1)	(79%)	14%
(96,5)	(88,8)	Otros	(24,9)	(28,3)	9%	(12%)
680,7	700,4	MARGEN BRUTO	184,7	186,4	(3%)	(1%)
(91,8)	(82,3)	Gastos por Beneficios a Empleados	(22,6)	(21,6)	12%	5%
(66,7)	(60,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(18,9)	(15,4)	10%	23%
(214,8)	(179,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(61,5)	(49,6)	20%	24%
307,4	378,2	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	81,7	99,8	(19%)	(18%)
522,1	557,6	EBITDA	143,1	149,4	(6%)	(4%)

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

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 4T25 alcanzaron los **US\$334,6 millones**, aumentando un 2% respecto a los US\$327,2 millones del 4T24. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores ingresos provenientes de clientes regulados, asociados a un mayor consumo durante el período, (ii) un aumento en Otros Ingresos principalmente asociado al traspaso de ciertos costos establecido en contratos con clientes libres, y (iii) mayores ingresos de clientes libres, explicados fundamentalmente por un mayor precio promedio de venta, reflejo de la indexación de los contratos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos por ventas de energía y potencia en el mercado spot, asociados principalmente a la menor generación registrada durante el trimestre. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic-25 ascendieron a **US\$1.363,3 millones**, registrando un aumento de 1% respecto a los US\$1.355,0 millones registrados a Dic-24. Este aumento es explicado por (i) mayores ventas a clientes libres, debido principalmente a un mayor precio promedio de estos contratos, sumado al aumento en el consumo registrado durante los primeros trimestres del año, y (ii) un aumento en las ventas a clientes regulados asociado al efecto de año completo de los contratos de las sociedades Norvind y San Juan, los cuales fueron incorporados durante el cuarto trimestre de 2024 y, por tanto, solo contribuyeron parcialmente a los ingresos del ejercicio anterior. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos en el mercado spot, derivados de la menor generación del período.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T25 totalizaron **US\$149,9 millones**, aumentando un 6% respecto al 4T24, explicado principalmente por (i) un mayor consumo de gas, asociado a una mayor generación térmica en base a este combustible, en un contexto de menor generación hidráulica durante el período y (ii) mayor costo de peajes reflejo de la vigencia de tarifas más altas. Dicho aumento fue compensado por menores compras de energía y potencia, asociadas a ajustes por pagos de potencia que tuvieron lugar durante el trimestre, a pesar de las mayores compras de energía en dicho mercado. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic-25 alcanzaron **US\$682,6 millones**, registrando un aumento de 4% respecto al mismo período de 2024, explicado principalmente por (i) las mayores compras de energía y potencia a lo largo del año, asociadas a una menor generación propia, particularmente de origen hidráulico, y (ii) a los mayores costos de peajes, lo que obedece a la vigencia de tarifas más altas durante el transcurso del año y a los mayores retiros de energía registrados durante 2025. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos de consumo de carbón producto de la menor generación con dicho combustible dada la indisponibilidad de la central Santa María durante parte importante del año.

● El **Resultado operacional** del 4T25 alcanzó **US\$81,7 millones**, disminuyendo un 18% respecto a los US\$ 99,8 millones registrados al 4T24. Esta variación se explica principalmente por (i) un incremento en gastos de depreciación y amortización, como consecuencia de la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte que elevó la base de activos en explotación durante el período, y (ii) al menor EBITDA mencionado anteriormente. **En términos acumulados**, el resultado operacional a Dic-25 totalizó **US\$307,4 millones**, disminuyendo 19% respecto a los US\$378,2 millones registrados a Dic-24. Esta variación se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** del 4T25 alcanzó **US\$143,1 millones**, disminuyendo un 4% respecto al EBITDA de US\$149,4 millones al 4T24. Esta disminución responde principalmente a un aumento de “Otros Gastos, por Naturaleza” producto del reverso de provisiones de carácter no recurrente en 2024, sumado al menor margen bruto del período. **En términos acumulados**, el EBITDA a Dic-25 totalizó **US\$522,1 millones**, disminuyendo un 6% respecto al EBITDA de US\$557,6 millones a Dic-24. Esta variación se explica principalmente por el menor margen bruto del año, sumado a un incremento en los gastos por beneficios a empleados.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 4T24 y 4T25, y acumulado a Dic-24 y Dic-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
232,3	221,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	58,0	57,4	5%	1%
115,5	90,1	Venta a Clientes Regulados	29,7	22,6	28%	31%
91,6	75,6	Venta a Clientes Libres	22,9	21,5	21%	7%
13,2	43,1	Ventas de Energía y Potencia	2,9	9,1	(69%)	(68%)
12,0	12,3	Otros Ingresos	2,5	4,2	(3%)	(40%)
(126,0)	(117,7)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(31,7)	(28,9)	7%	10%
(6,6)	(5,6)	Peajes	(2,0)	(1,3)	18%	52%
(9,6)	(1,9)	Compras de Energía y Potencia	(1,5)	(0,0)	-	-
(98,7)	(100,5)	Consumo de Gas	(25,3)	(25,4)	(2%)	(0%)
(0,0)	(0,0)	Consumo de Petróleo	0,0	0,0	83%	-
(11,1)	(9,6)	Otros	(2,9)	(2,2)	15%	29%
106,3	103,3	MARGEN BRUTO	26,3	28,4	3%	(8%)
(11,3)	(9,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,9)	(2,6)	15%	14%
(8,6)	(9,4)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,3)	(2,5)	(9%)	(9%)
(36,5)	(35,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	(9,7)	(9,0)	2%	8%
49,9	48,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	11,3	14,3	3%	(21%)
86,4	84,2	EBITDA	21,1	23,3	3%	(10%)

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 4T25 ascendieron a **US\$58,0 millones**, aumentando un 1% respecto a los ingresos registrados en 4T24. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores ingresos provenientes de clientes regulados, asociadas a la entrada en vigencia de un contrato con Electro Oriente y (ii) mayores ventas a clientes libres, producto tanto de la entrada en vigencia de un contrato con Distriluz bajo el régimen de cliente libre como de un incremento en el consumo del cliente Minera Volcan. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de energía y potencia en el mercado spot, explicados por las mayores ventas a clientes bajo contrato y la menor generación registrada en el periodo. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic-25 ascendieron a **US\$232,3 millones**, aumentando un 5% respecto a los ingresos registrados a Dic-24. Este crecimiento refleja las mismas variables observadas a nivel trimestral, destacando las mayores ventas a clientes bajo contrato, tanto en el segmento regulado como libre.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T25 alcanzaron **US\$31,7 millones**, aumentando un 10% respecto al 4T24. Esta variación se explica principalmente por (i) mayores compras de energía y potencia en el mercado spot, y (ii) mayores costos de peajes, producto de ajustes tarifarios registrados durante el trimestre. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic-25 alcanzaron **US\$126,0 millones**, aumentando un 7% respecto a Dic-24. Esta evolución responde fundamentalmente a las mismas variables observadas a nivel trimestral. Dichos efectos fueron parcialmente mitigados por un menor costo asociado al consumo de gas, en línea con la menor generación de la CT Fenix registrada a lo largo del año.

El **EBITDA** alcanzó **US\$21,1 millones** al 4T25, disminuyendo un 10% respecto al 4T24. Esta caída se explica principalmente por un menor margen bruto durante el periodo. **En términos acumulados**, el EBITDA ascendió a **US\$86,4 millones** a Dic-25, aumentando un 3% respecto al EBITDA de US\$84,2 millones registrado a Dic-24. Este aumento responde principalmente a un mayor margen bruto acumulado, explicado 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 4T24 y 4T25, y acumulado a Dic-24 y Dic-25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
39,1	51,0	Ingresos Financieros	10,4	9,1	(23%)	14%
(94,1)	(70,3)	Gastos Financieros	(29,5)	(17,1)	34%	72%
6,5	(1,4)	Diferencias de Cambio	2,0	(4,9)	-	-
12,4	12,3	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,8	2,8	1%	(1%)
(88,6)	(74,0)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(41,2)	(35,5)	20%	16%
(124,6)	(82,4)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(55,5)	(45,6)	51%	22%
233,1	344,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	37,8	68,6	(32%)	(45%)
(46,2)	(87,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(6,7)	(14,5)	(47%)	(54%)
187,0	257,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	31,1	54,1	(27%)	(43%)
187,2	252,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	31,2	53,0	(26%)	(41%)
(0,2)	4,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,1)	1,1	-	-

● El **Resultado no operacional** el 4T25 presentó una pérdida de **US\$55,5 millones**, aumentando un 22% respecto a la pérdida de US\$45,6 millones registrada en 4T24. Este incremento se explica principalmente por (i) un aumento en los gastos financieros, explicado por un mayor gasto en intereses, asociado principalmente a la finalización de la capitalización de intereses asociada al Parque Eólico Horizonte luego de su puesta en servicio operacional y a una mayor deuda financiera promedio registrada durante el trimestre, y (ii) mayores Otras Pérdidas, mayormente asociadas al registro de provisiones por deterioro de activos durante el período. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a Dic-25 alcanzó una pérdida de **US\$124,6 millones**, aumentando un 51% respecto a la pérdida de US\$82,4 millones registrada al mismo periodo de 2024. Esta variación responde a (i) mayores pagos por concepto de intereses asociados tanto a una mayor deuda financiera promedio durante el 2025 como a la finalización de la capitalización de intereses asociada al Parque Eólico Horizonte y (ii) a mayores “Otras Ganancias (Pérdidas)” producto del reconocimiento de provisiones por deterioro explicado anteriormente y al reconocimiento de gastos vinculados al prepago parcial del Bono 2027 y (iii) menores ingresos financieros, derivados de una menor tasa de retorno sobre inversiones temporales y menores niveles de excedentes de caja en comparación con 2024.

● El 4T25 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias por **US\$6,7 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$14,5 millones en 4T24. Esta disminución se explica principalmente por (i) la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el período, y (ii) por el efecto favorable de la apreciación del sol peruano, que generó un ajuste positivo en los impuestos diferidos de la filial Fenix Power Perú, reduciendo el gasto contable por este concepto. **En términos acumulados**, a Dic-25 se registró un gasto por impuestos a las ganancias por **US\$46,2 millones**, comparado con US\$87,6 millones a Dic-24. Esta variación se debe principalmente a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● La Compañía presentó en el 4T25 una **ganancia** que alcanzó los **US\$31,1 millones**, comparado con una ganancia de US\$54,1 millones en 4T24, principalmente debido al menor resultado tanto operacional como fuera de la operación registrado en el período mencionado anteriormente, parcialmente compensado por menores gastos por impuestos. **En términos acumulados**, la Compañía presentó una ganancia de **US\$187,0 millones** a Dic-25, comparado con una ganancia de US\$257,2 millones a Dic-24. Esta caída se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

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

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

	Dic-25	Dic-24	Var	Var %
Activos corrientes	1.414,0	1.200,1	214,0	18%
Activos no corrientes	5.785,5	5.708,1	77,4	1%
TOTAL ACTIVOS	7.199,5	6.908,2	291,3	4%
Pasivos corrientes	376,3	370,2	6,2	2%
Pasivos no corrientes	3.576,6	3.307,6	269,0	8%
Patrimonio neto	3.246,6	3.230,4	16,2	1%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	7.199,6	6.908,2	291,4	4%

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.414,0 millones** a Dic-25, aumentando un 18% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic-24. Este aumento se explica principalmente al aumento en los niveles de caja, principalmente asociados a los fondos netos provenientes de la emisión del Bono 2035 y la recompra parcial del Bono 2027, realizadas en septiembre de 2025. Adicionalmente, se observa un aumento en Cuentas comerciales por cobrar debido a desfases en los cobros.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.785,5 millones** a Dic-25, aumentando un 1% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic-24. Esta variación se explica principalmente por un mayor nivel de Propiedades, Planta y Equipos, asociado al avance del Capex del período. Dicho aumento fue parcialmente compensado por el reconocimiento de depreciaciones asociadas a los activos operativos existentes.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$376,3 millones** a Dic-25, aumentando un 2% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic-24, debido principalmente a (i) un aumento en Cuentas por pagar comerciales asociado a un mayor nivel de provisiones operacionales. Dicho efecto fue parcialmente compensado por una disminución en las Cuentas por pagar a entidades relacionadas explicada por un menor devengo por concepto de dividendos, en línea con la menor utilidad generada durante el 4T25 en comparación con el mismo período del año anterior.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.576,6 millones** a Dic-25, reflejando un aumento de un 8% respecto al cierre de Dic-24. Dicho efecto se explica principalmente por el aumento en Otros pasivos financieros no corrientes, principalmente producto de la emisión del Bono 2035, parcialmente compensada por el prepago parcial del Bono 2027.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.246,6 millones**, aumentando un 1% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic-24. Esta variación se explica principalmente por la utilidad del ejercicio 2025. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el pago de dividendos efectuado durante el período.

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

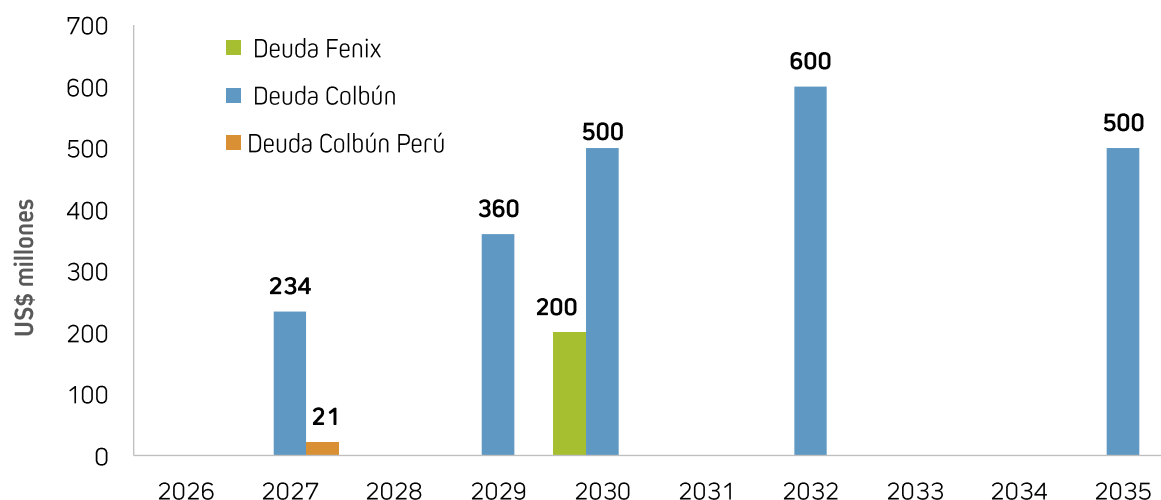
	Dic-25	Dic-24
Deuda Financiera Bruta*	2.558,2	2.298,1
Inversiones Financieras**	883,3	775,1
Deuda Neta	1.674,9	1.523,0
EBITDA LTM	609,1	642,4
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,7	2,4

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un crédito bancario por US\$200 millones, (2) un leasing financiero por US\$9,7 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmantaro, (3) un leasing financiero por US\$78,5 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	5,6
Tasa promedio	4,3%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic-24 y Dic-25. 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	Dic-25	Dic-24	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,76	3,24	16%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,54	2,98	19%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,22	1,14	7%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	9,52%	10,06%	-5%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	90,48%	89,94%	1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,48	5,90	-41%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,76%	7,96%	-28%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,60%	3,65%	-29%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	6,56%	8,03%	-18%

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 **3,76x** y **3,54x** a Dic-25, aumentando un 16% y 19%, respectivamente, respecto al valor a Dic-24. Este aumento se explica por mayores activos corrientes principalmente asociados al aumento en los niveles de caja y al aumento en Cuentas comerciales por cobrar debido a desfases en los cobros. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores pasivos corrientes.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,22x** en Dic-25, aumentando un 7% respecto al valor de 1,14x a Dic-24, explicado principalmente por el aumento de los pasivos no corrientes asociado al alza en la deuda financiera derivada de la emisión del Bono 2035, parcialmente compensado por la recompra parcial del Bono 2027. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en el Patrimonio neto explicado por las ganancias registradas durante el 2025, efecto que fue parcialmente compensado por el pago de dividendos efectuado durante el mismo periodo.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Dic-25 fue de **9,52%**, disminuyendo un 5% respecto al valor de 10,06% a Dic-24, debido principalmente al aumento en pasivos no corrientes mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Dic-25 fue de **90,48%**, aumentando un 1% respecto al valor de 89,94% a Dic-24, debido principalmente al incremento en pasivos no corrientes mencionado anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a Dic-25 fue de **3,48x**, disminuyendo un 41% respecto al valor de 5,90x obtenido a Dic-24. La variación se explica principalmente por el menor resultado antes de impuestos registrado en el periodo y, en menor medida, por un aumento en los gastos financieros del período.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a Dic-25 fue de **5,76%**, disminuyendo un 28% respecto al valor de 7,96% registrado a Dic-24, explicado por una menor ganancia del ejercicio en comparación con el periodo anterior, y en menor medida por el aumento en los niveles de patrimonio.
- La **Rentabilidad del Activo** a Dic-25 fue de **2,60%**, disminuyendo un 29% respecto al 3,65% registrado a Dic-24, explicado principalmente por un menor resultado durante el periodo, y en menor medida por el mayor nivel de activo promedio.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Dic-25 fue de **6,56%**, disminuyendo un 18% respecto del valor de 8,03% a Dic-24, principalmente por menor resultado operacional registrado durante el periodo, y en menor medida por el mayor nivel de propiedades plantas y equipos.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

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

Cifras Acumuladas		Flujo Efectivo	Cifras Trimestrales		Var %	
Dic-25	Dic-24		4T25	4T24	Ac/Ac	T/T
775,1	1.031,1	Efectivo Equivalente Inicial*	948,7	947,1	(25%)	0%
476,9	430,9	Flujo Efectivo de la Operación	130,5	200,7	11%	(35%)
(38,2)	(67,0)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(110,9)	72,4	(43%)	-
(343,0)	(603,9)	Flujo Efectivo de Inversión**	(91,5)	(432,9)	(43%)	(79%)
95,9	(239,9)	Flujo Neto del Período	(71,8)	(159,8)	-	(55%)
12,3	(16,1)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	6,5	(12,2)	-	-
883,3	775,1	Efectivo Equivalente Final	883,3	775,1	14%	14%

(*) 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 4T25, la Compañía presentó un **flujo de efectivo negativo de US\$71,8 millones**, que se compara con el flujo de efectivo negativo de US\$159,8 millones del 4T24. En términos acumulados, a Dic-25 la Compañía presentó un flujo de efectivo positivo de US\$95,9 millones, que se compara con el flujo negativo de US\$239,9 millones a Dic-24.

● **Actividades de la operación:** Durante el 4T25 se generó un flujo positivo de **US\$130,5 millones**, disminuyendo un 35% respecto al flujo positivo de US\$200,7 millones al 4T24, principalmente por una menor recaudación en comparación con el trimestre anterior asociado a la venta de cuentas PEC durante octubre de 2024. **En términos acumulados**, se registró un flujo positivo de **US\$476,9 millones**, que se compara con el flujo positivo de US\$430,9 millones a Dic-24 a pesar del menor margen bruto, debido a la menor generación registrada en el año, producto de un menor pago de IVA e Impuesto a la Renta registrado en el periodo.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo negativo de **US\$110,9 millones** durante el 4T25, que se compara con el flujo positivo de US\$72,4 millones registrado al 4T24. El flujo negativo del trimestre se explica principalmente por: (i) la distribución de un dividendo provisorio por US\$78 millones, en Dic-25; y (ii) el prepago parcial del crédito de Colbún Perú con JP Morgan por US\$29 millones. Este crédito, por un monto original de US\$50 millones, fue adquirido para financiar parte de la compra de la participación de ADIA en Fenix. Cabe señalar que, durante el trimestre, a nivel de Fenix Power se firmó un crédito por US\$200 millones con los bancos MUFG y Mizuho, cuyos fondos fueron utilizados para el prepago total del bono 144A de Fenix con vencimiento en 2027, por US\$186 millones. Por otro lado, el flujo positivo del 4T24 se explica principalmente por el desembolso de US\$200 millones del crédito verde firmado con los bancos BBVA y BofA, parcialmente compensado principalmente por el pago de un dividendo provisorio por US\$100 millones en Dic-24 y por el pago de intereses del trimestre. **En términos acumulados**, se registró un flujo negativo de **US\$38,2 millones**, que se compara con el flujo negativo de US\$67,0 millones a Dic-24. El flujo del año se compone principalmente de (i) US\$105 millones de dividendos distribuidos durante el año; (ii) el pago de intereses asociados a la deuda financiera, por US\$95 millones; y (iii) la adquisición de la participación de ADIA en Fenix. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la emisión de un Bono 144A por US\$500 millones en Sept-25, cuyos fondos fueron utilizados para el prepago parcial del Bono 2027, por US\$266 millones. Por otro lado, el flujo negativo del 2024 se compone principalmente del pago de dividendos y de intereses del año, parcialmente compensados por el desembolso del crédito con BBVA y BofA.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo negativo de **US\$91,5 millones** durante el 4T25, que se compara con un flujo negativo de US\$432,9 millones al 4T24. Los mayores desembolsos del 4T24 se explican principalmente por la adquisición de las sociedades de ILAP durante dicho trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores desembolsos de CAPEX explicados por el avance en las obras de los proyectos BESS durante 4T25. **En términos acumulados**, se registró un flujo negativo de **US\$343,0 millones**, que se compara con el flujo negativo de US\$603,9 millones a Dic-24, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 5.034 MW. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 12% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 6% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de la energía bruta producida en el año 2025.

Capacidad Instalada (MW) al 31 de diciembre de 2025			
Tipo	Chile	Perú	Total
Solar	230	0	230
Eólica	1.055	0	1.055
Hidro	1.604	0	1.604
Renovable	2.889	0	2.889
Carbón	379	0	379
Gas	1.086	572	1.658
Diésel	108	0	108
Térmicas	1.572	572	2.144
Total	4.462	572	5.034

Tipo	Chile	Perú	Total
BESS	8	0	8

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 proveniente de fuentes renovables (eólicas, solares y de baterías), manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente, 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 de almacenamiento, eólicos, solares y de transmisión.

Proyectos de Generación y Transmisión en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
BESS Chaca (Ex Celda Solar)	912 MWh	Baterías	Región de Arica y Parinacota	Construcción
BESS Diego de Almagro	912 MWh	Baterías	Región de Atacama	Construcción
Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (Ex Llullaillaco)	2x500 kV	Transmisión	Región Antofagasta	Construcción
Celda Solar	422 MW	Solar	Región de Arica y Parinacota	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
Modificación Horizonte	180 MW	Eólica	Región de Antofagasta	DIA aprobada
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA aprobado
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Central de Bombeo Paposo	800 MW	Almacenamiento	Región Antofagasta	Suspendido

● **Proyecto BESS Chaca (Ex Celda Solar) (912 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de 228 MW por 4 horas. 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.

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 BESS y un proyecto fotovoltaico se ingresó a tramitación el 3T22 y fue aprobado el 1T24.

La Compañía firmó un contrato de suministro de baterías con el fabricante Tesla.

Al 4T25, el Proyecto alcanza un avance de un 70%. Se completó la instalación de la totalidad de los contenedores de baterías y centros de transformación, se inició la conexión de los equipos y se finalizó la construcción de la Subestación Chaca y la línea de transmisión.

● **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 (212 MW). La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico.

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.

Al 4T25, el proyecto presenta un avance del 14%. Se despachó el primer lote de 70 contenedores de baterías (de un total de 201), se realizaron exitosamente las pruebas FAT (factory acceptance tests) de las celdas de media tensión en China y se registra avance en las obras civiles y fundaciones del proyecto.

● **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (500kV):** El proyecto corresponde a 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 Parinas – 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.

Con fecha 24 de junio, el SEA de la Región de Antofagasta emitió el RCA favorable del proyecto.

En el 4T25 se iniciaron las obras de construcción, con movimientos de tierra, caminos de accesos y fundaciones mayores. Lo anterior adjudicado a la empresa Strabag.

En este periodo – 4T25 – el proveedor Hitachi dio término a la entrega del suministro en Obra de los equipos asociados a la GIS 500kV, y control y protecciones del proyecto.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico 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, en las instalaciones del proyecto de baterías que se encuentra en construcción. 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.

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

Al 4T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Inti Pacha I, II y III (925 MW + 2.000 MWh):** Este proyecto 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 que cuenta con una capacidad instalada máxima de 925 MW a construir en tres fases, y una generación anual total de aproximadamente 2.000 GWh. Adicionalmente, considera un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías BESS que tendrá una capacidad de almacenamiento de hasta 2.000 MWh, 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.

Al 4T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Jardín Solar (802 MW + 1.000 MWh):** El Proyecto 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 de 1.500 GWh. Adicionalmente, considera un sistema de almacenamiento de energía en base a baterías BESS de hasta 1.000 MWh. El 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 4T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **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 operación, alcanzando 996 MW.

En el 1T24 se ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) la DIA del proyecto de ampliación del Parque Eólico Horizonte, la cual fue aprobada en 2T25.

Durante el 4T25 se avanzó con la evaluación técnica de alternativas de equipamiento y con estudios asociados al desarrollo del proyecto.

● **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 220 kV.

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, y en el 4T24, la Adenda 2.

En el 4T25, se cerraron los acuerdos en el marco de la Consulta Indígena, así como la presentación de la Adenda 3 en octubre. Esto permitió la aprobación del EIA del proyecto el 22 diciembre de 2025.

● **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 simple 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 4T25 el SEA emitió ICSARA 2 y se trabajó en su evaluación para abordar la elaboración de la Adenda 2 del EIA. Asimismo, se trabaja en la Consulta Indígena del proyecto en coordinación con el SEA.

● **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 4T25, evaluando opciones para un eventual ingreso al SEIA y actualizando la información del proyecto en cumplimiento de la normativa ambiental y sectorial. En este contexto se continúa con la preparación del EIA concluyendo estudios de línea de base ambiental de primavera, ejecución de la Participación Ciudadana Temprana (PCT) y entrevistas planificadas a miembros de las Organizaciones Sociales y Grupos Humanos Indígenas.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 4T25, 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 (máx)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA aprobado
Algarrobal	400 MW	Solar	Departamento de Moquegua	EIA aprobado
Tres Quebradas	238 MW	Eólica	Departamento de Arequipa	Permisos previos EIA
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	EIA en tramitación
Pampas	315 MW	Eólica	Departamento de Ica	Permisos previos EIA
Chasqui	250 MW	Solar	Departamento de Ica	Estudios preliminares

● **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 (EPO) 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.

Al 4T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **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).

Durante el 4T25, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por parte del SENACE y actualmente se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **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 proyecto se encuentra en fase de diseño y optimización para preparación de EIA.

● **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.

Al 4T25, se mantiene en proceso de definición, desde el punto de vista del negocio, la oportunidad de inversión.

● **Proyecto Eólico Pampas (315 MW):** El Proyecto Pampas consideraría la instalación de un parque de generación eólica que contaría con una capacidad instalada máxima de 315 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.

El 4T25 se completó el levantamiento de la línea base ambiental como parte de la elaboración del EIA.

● **Proyecto Solar Chasqui (250 MW):** El Proyecto Chasqui consideraría la instalación de un parque de generación solar que contaría con una capacidad instalada cercana a 250 MW. Este proyecto se encuentra ubicado a 20 km al suroeste de la ciudad de Ica, en los distritos de Santiago, en el departamento de Ica, y utilizaría un área total de aproximadamente 650 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 6 km, conectándose en 220 kV a la subestación Colectora, ubicada 7 km al oeste de la carretera Panamericana.

El 4T25, se ingresa la solicitud de concesión temporal al MINEM.

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 abril 2025 comenzó el año hidrológico 2025-2026, el cual en diciembre 2025 ya tiene 9 meses transcurridos. Este año ha presentado déficits en las precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN. Asimismo, la energía afluente refleja una Probabilidad de Excedencia del 94%. A continuación, se detallan tablas comparativas de precipitaciones.

El costo marginal promedio de Alto Jahuel durante el 4T25 alcanzó US\$39,1/MWh, en contraste con los US\$30,5/MWh registrados en el 3T25, incremento explicado por una menor disponibilidad de recurso hídrico.

Precipitaciones año hidrológico abr25-mar26 hasta diciembre 2025		
Cuenca/Zona	Superávit/déficit c/r a año medio	Superávit/déficit c/r a año 2024
Aconcagua	-135 mm (-36%)	-115 mm (-29%)
Maule	-1.044 mm (-60%)	-596 mm (-27%)
Laja	-508 mm (-27%)	-573 mm (-32%)
Bio Bío	-553 mm (-20%)	-498 mm (-18%)
Chapo	-53 mm (-2%)	+337 mm (+11%)

Perú

A Dic-25, correspondiente a los primeros tres meses del año hidrológico (Oct25–Sept26), el SEIN ha registrado una condición hidrológica favorable, con una probabilidad de excedencia de 6,96%, en comparación con 17,48% observada a Dic-24.

En 4T25 la demanda eléctrica aumentó en 2,00% en relación con el mismo período del año 2024, debido al incremento de demanda vegetativa y demanda minera. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 4T25 se registró un incremento de la demanda eléctrica de un 3,00%, debido al incremento de demanda vegetativa y demanda minera.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 4T25 alcanzó US\$28,0/MWh, en contraste con los US\$27,77/MWh registrados en el 3T25, incremento explicado por una menor disponibilidad de recurso hídrico.

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 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.

Dada la anticipación con la que hay que nominar GNL y las condiciones que se observaban a fines de 2024, se decidió no nominar GNL para el año 2025. De esta manera, el suministro de gas para este año se gestionó mediante contratos de suministro interrumpible con Gas Natural Argentino, compras spot de GNL y con los acuerdos de transporte de gas con los gasoductos de Electrogas y Gas Andes Chile.

Esta modalidad contractual implica que el flujo de gas podía ser suspendido ante situaciones de alta demanda interna y/o limitaciones en la infraestructura de transporte. Así, durante 2025 se registraron algunas restricciones en las entregas de gas natural debido a mantenimientos en el sistema de gasoductos operado por Transportadora de Gas del Norte (TGN) en Argentina. Estas intervenciones afectaron la capacidad de exportación de gas natural hacia Chile. La situación se agudizó a fines de junio, cuando una ola polar impactó fuertemente el centro de Argentina, especialmente en Buenos Aires, provocando un aumento en la demanda interna de gas. Esta alza en el consumo interno coincidió con fallas operativas en algunos yacimientos productores, lo que generó una reducción adicional en la disponibilidad de gas para exportación.

Para 2026, Colbún mantiene un monitoreo permanente de las condiciones del sistema, lo que le permite, en caso de requerirse, ajustar de manera oportuna su estrategia de suministro de gas, utilizando gas natural proveniente de Argentina vía gasoductos, GNL a través de sus opciones contractuales, o compras de oportunidad en el mercado.

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, Tectpetrol 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, 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 92 clientes por 846 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destacan el contrato de energía renovable con Aguas Andinas S.A., por 311 GWh anuales a partir de enero de 2026 y con una duración de 8 años; el contrato de energía renovable con Parque Arauco S.A., por 150 GWh anuales a contar de enero de 2026 y por un periodo de 4 años; y el contrato de energía renovable con Grupo SMU, por 60 GWh anuales desde marzo de 2025, también con vigencia de 4 años.

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

Perú

Durante el 2025, en Perú se firmaron contratos de venta de energía con 26 clientes, que totalizan 62,9 MW de potencia contratada. Las adjudicaciones más importantes fueron la renovación por 5 años con nuestro cliente minero Operadores Concentrados Peruanos (15 MW) y la renovación por 4 años con nuestro cliente Peruana de Moldeados (13,7 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 que ha derivado en una desaceleración en la construcción de proyectos de tamaño relevante.

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 cómo 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. Consideración de contingencias en las estimaciones de plazo y costos 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 riesgos.
8. Procedimientos internos para gestión de proyectos.
9. Registro y Evaluación de Riesgos de Proyectos al Sistema de Riesgos Corporativos.

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 cuarto trimestre de 2025:

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales	<p>Las principales propuestas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. 	Publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre 2025. A la espera de implementación de la ley a través de la redacción de los reglamentos mandatados.
Proyecto de Ley Protección de Cielos Astronómicos	En agosto de 2025 el diputado Félix González presentó un Proyecto de Ley el cual propone establecer restricciones y prohibiciones para la protección de los cielos nocturnos en las áreas declaradas con valor científico y de investigación para la observación astronómica. Su disposición más crítica es el artículo 3°, que crea una “zona de exclusión especial” de 70 km alrededor de los observatorios Paranal y Armazones (comuna de Taltal, Antofagasta), en la que se prohíbe la instalación de industrias o actividades que afecten la calidad astronómica de los cielos nocturnos. Esta medida se superpone territorialmente con zonas donde hoy se desarrollan importantes proyectos de energías renovables, hidrógeno verde y minería.	El proyecto de ley fue aprobado en general en la comisión de Medio Ambiente (1er trámite constitucional) y en enero 2026 comienza su discusión en particular.

Proyecto de Ley que establece incentivos tributarios a la producción de Hidrógeno Verde y sus derivados

- El proyecto busca **fomentar la demanda local y reducir la brecha de costos** entre el H2V y los combustibles fósiles.
- El incentivo principal consiste en un **crédito tributario transitorio contra el impuesto de primera categoría**, que podrán utilizar las empresas que adquieran H2V o sus derivados producidos en Chile para sus procesos productivos internos. Este beneficio se otorgará mediante licitaciones anuales competitivas entre 2025 y 2030, priorizando a los productores que soliciten un menor beneficio por kilogramo de H2V.
- Además, se crea un **estatuto tributario especial para los productores de H2V que se instalen en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena**, con el fin de homogeneizar el tratamiento fiscal en la región. Estas empresas estarán exentas del impuesto de primera categoría y de IVA en la importación de bienes de capital, pero deberán anticipar el pago de la contribución regional y no recibirán otras bonificaciones por producción o venta.
- El **gasto tributario total** proyectado por este proyecto de ley asciende a **2.800 millones de dólares**, asignados entre 2025 y 2030, y se estima que implicará menores ingresos fiscales de hasta \$321.516 millones de pesos anuales entre 2030 y 2040.

Este proyecto de ley fue votado en general y particular en la Sala de Diputados en octubre 2025 y pasó a su segundo trámite constitucional en el Senado, comenzando su discusión en general.

Proyecto de Ley de Subsidio Eléctrico y Perfeccionamiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)	<p>Las principales medidas del proyecto son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>Aumentar la cobertura del subsidio eléctrico a través de tres mecanismos de financiamiento:</u> (1) sobretasa transitoria al impuesto de emisiones CO₂, (2) mayor recaudación por IVA Neto, y (3) un aporte fiscal adicional. <u>Disminuir las tarifas eléctricas:</u> creación de una bolsa de 500 GWh de precio preferente de energía para MiPymes y Sistemas de Recursos Renovables (SRR) y habilitar a las asociaciones de consumidores para iniciar procedimientos de revisión de precios de contratos regulados (Art. 134 LGSE). <u>Perfeccionar facultades de la SEC:</u> posibilidad de que los fiscalizados propongan planes de acción y elevar monto de compensaciones automáticas no autorizadas. 	<p>Este proyecto se encuentra en segundo trámite constitucional en el Senado, en la Comisión de Hacienda.</p> <p>Detenida su tramitación.</p>
Proyecto de Ley de Uso de Agua de Mar para Desalinización	<p>Propone un nuevo marco normativo para la concesión o destinación de Desalación, categorizándola como una concesión marítima especial.</p> <p>Sus fundamentos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Este proyecto se encuentra en su 2º trámite constitucional en discusión en particular en la comisión de Recursos Hídricos de Diputados.</p>

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
Reglamento de Precio Nudo	<p>El 10 de octubre el Ministerio de Energía puso en consulta pública el Reglamento de Precio de Nudo. El artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, de 2016, mandató a actualizar el Decreto Supremo N° 86, de 2013, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo. Posteriormente, se han dictado una serie de leyes que modifican lo establecido en el referido reglamento. En consecuencia, y luego de un trabajo conjunto con la Comisión Nacional de Energía, se ha elaborado un nuevo reglamento para la fijación de precio de nudo, el cual incorpora reformas en materia de Precio de Nudo de Corto Plazo y Precio de Nudo Promedio, así como de otras temáticas relacionadas a dichas fijaciones tarifarias. En mérito de lo anterior, el Ministerio de Energía pone a disposición de la ciudadanía el borrador de dicha reforma reglamentaria.</p>	<p>En Desarrollo – a la espera de la publicación de respuestas de la consulta pública.</p>
Modificación Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	<p>Se introducen estándares de robustez del SEN, que se basan en los resultados del estudio de Requerimientos de Robustez del SEN, que el Coordinador deberá realizar anualmente. Por otro lado, se introducen nuevos conceptos y exigencias para instalaciones basadas en convertidores, en conjunto con robustez de tensión y robustez de frecuencia.</p> <p>Además, se introducen 2 nuevos anexos técnicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <i>Metodología para determinar requerimientos de robustez.</i> <i>Exigencias mínimas para instalaciones basadas en convertidores.</i> 	<p>En Desarrollo –La Comisión Nacional de Energía se encuentra revisando las observaciones enviadas por los agentes de mercado.</p>

Reglamento de PMGD (DS88)	<p>Las modificaciones se centran en 4 ejes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de monitoreo y control: cada PMGD debe implementar su sistema de monitoreo y control, los cuales deben integrarse al SITR del CEN y al CC de la distribuidora • Operación en tiempo real: Se indican los principios para la aplicación de recortes y otras instrucciones operativas de los PMGD. • Mecanismo de estabilización: se define un nuevo mecanismo, basado en el precio básico de la energía por bloque horario sin ajuste de banda de mercado, con reliquidación anual. • Procedimiento de conexión: Se modifican los plazos de los hitos que componen este procedimiento, con el objetivo de reflejar los tiempos reales de tramitación. 	En Desarrollo – A la espera del ingreso a Contraloría.
Reglamento Coordinación de la Operación (DS125)	<p>Las modificaciones al Reglamento de Coordinación de la Operación se centran en 4 ejes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 13 de octubre de 2025 ingresó a Contraloría.

Perú

Leyes Promulgadas

Título	Detalle	Estado Actual
Ley N° 32.249 la cual modifica la Ley N° 28.832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica	<p>Las principales modificaciones son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Servicios Complementarios: se incluyen como agentes de mercado a los proveedores de servicios complementarios, los cuales deberán contar con un título habilitante. 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 se asigna la responsabilidad del pago del servicio a quien genere 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 establece una nueva referencia para la tarifa en barra, licitaciones en sistemas aislados y adecuación de contratos y normas para aplicar la ley. 	<p>Publicado – El 19 de enero de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano”. Tras la modificación, el MINEM asumió la elaboración de los siguientes reglamentos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Reglamento de Contrataciones de Electricidad para el Suministro de los Usuarios Regulados</u>: El 09 de abril de 2025 presentó un proyecto reglamento, abierto a comentarios de los agentes. Actualmente, el MINEM se encuentra evaluando estos aportes, sin fecha definida para la versión final. 2. <u>Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios</u>: El MINEM adjudicó en junio de 2025 el desarrollo del reglamento a la consultora Grupo Mercados Energéticos, el cual se encuentra en elaboración. Además, se prevé que en setiembre se realice la prepublicación del reglamento. <p>Estos reglamentos son necesarios para la implementación efectiva de la ley.</p>

Principales Novedades en Proyectos de Ley (PdL) en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
PdL que establece condiciones para el acceso de la Micro y Pequeñas Empresas (MYPE) al mercado libre de electricidad	<p>Se propone el acceso gradual al mercado libre de electricidad para las MYPE, a través de los siguientes rangos de máxima demanda anual de cada punto de suministro:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mayor a 150 kW y hasta 2.500 kW: durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2027. Mayor a 100 kW y hasta 2.500 kW: durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2028 y el 31 de diciembre de 2029. Mayor a 50 kW y hasta 2.500 kW: a partir del 1 de enero de 2030. <p>Asimismo, se plantea fomentar la asociatividad entre MYPEs ubicadas en una misma zona o circuito eléctrico, promoviendo que se agrupen para negociar conjuntamente su suministro eléctrico, siempre que su demanda agregada supere los 2,500 kW.</p>	<p>El 31 de octubre de 2025, la Comisión de Energía y Minas aprobó el dictamen por insistencia del Proyecto de Ley, pese a las observaciones formuladas por el Ejecutivo en primera instancia. En espera de incluir en la Agenda del Pleno</p>
PdL que promueve la generación de energía nuclear y la instalación de reactores modulares pequeños (SMR)	<p>Entre los aspectos claves del Proyecto de Ley:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se establece un marco regulador para promover la energía nuclear y la instalación de reactores SMR. El MINEM, el Ministerio del Ambiente (MINAM) y el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) liderarán las acciones para evaluar la viabilidad de los reactores SMR, asegurando el cumplimiento de normas ambientales y de seguridad nuclear. El MINEM fomenta la participación de la inversión privada en un régimen de libre competencia para el desarrollo de los proyectos de SMR que utilicen energía nuclear para la generación eléctrica. Se autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) realizar las gestiones necesarias para el financiamiento de los proyectos que sean determinados viables en coordinación con las entidades involucradas. 	<p>El 29 de abril de 2025, el PdL fue observado por el Presidente de la República y retornó a la Comisión de Energía y Minas. Con las modificaciones incorporadas según las observaciones, se elaboró un nuevo dictamen que fue incluido en la Agenda del Pleno el 13 de junio de 2025, donde permanece a la espera de debate.</p>
PdL que modifica el porcentaje de participación de los trabajadores en las utilidades de las industriales eléctricas	<p>Sus principales propuestas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Aprobado en primera votación el 21 de marzo de 2025. El proceso legislativo se encuentra temporalmente suspendido, debido a la presentación de pedidos de reconsideración por parte de congresistas, previos a la segunda votación, la cual no cuenta aún con fecha definida para su votación.</p>
PdL que declara de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia energética de la Convención	<p>Propone declarar de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia constitucional energética de la Convención, con el propósito de consolidarla como eje estratégico del desarrollo energético del país y asegurar un modelo de gestión sostenible, descentralizado e inclusivo. Entre sus medidas principales es priorizar el gas de Camisea y el impuesto de energías renovables.</p>	<p>El 27 de agosto de 2025 el PdL ingresó a la Comisión de Energía y Minas para su análisis. Actualmente se encuentra en dicha comisión.</p>

Principales Novedades en Decretos Supremos

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de Reglamento de Hidrógeno Verde	El MINEM publicó el Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Ley N° 31992 "Ley de Fomento del Hidrógeno Verde". La propuesta tiene por objeto regular la cadena de valor del hidrógeno verde e incorpora disposiciones como la obligatoriedad de la certificación de origen verde, la clasificación de proyectos por escalas según su capacidad en MW, con requisitos diferenciados, así como la aplicación de estándares internacionales mientras se aprueban las normas técnicas nacionales.	El 03 de octubre se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
Definen Horas Punta del SEIN para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras	Anteriormente, el periodo de horas punta del SEIN comprendía entre las 17:00 y las 23:00 horas; sin embargo, a partir del 1 de junio de 2025, fue aplicado un nuevo horario, definido entre las 18:00 y las 23:00 horas, el cual tendrá vigencia hasta el 31 de mayo de 2029.	Publicado – El 31 de mayo de 2025 se publicó en el Diario "El Peruano".
Proyecto que modifica el Reglamento de la Ley N° 27.446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)	Se prepublicó el proyecto de "Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley N° 27.446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, con el objetivo de armonizar el marco normativo y desarrollar algunos aspectos del SEIA, de tal manera que exista coherencia normativa y se eviten las divergencias que puedan existir entre los diferentes cuerpos legales que regulan la misma materia. Además, de implementar medidas especiales para fomentar el avance de los proyectos.	El 23 de mayo de 2025 se publicó dicha modificación. A la fecha, el Ministerio del Ambiente se encuentra revisando los comentarios recibidos por los agentes.
Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos	Se aprobó el Decreto Supremo N° 023-2025-EM, que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, con el fin de habilitar el abastecimiento de redes de distribución ubicadas en zonas alejadas del sistema de transporte o distribución convencional, mediante el uso de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuado (GNL). De este modo, la medida busca ampliar el acceso al gas natural en un mayor número de regiones del país.	Publicado – El 15 de diciembre 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 (NTCOTRSI)	El MINEM publicó la Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM-DGE mediante la cual se establece la obligación para todas las centrales RERNC con potencia mayor a 10 MW de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a partir del año 2028. Cabe destacar que, dicho servicio es obligatorio y no sujeto a compensación.	Publicado – El 28 de octubre de 2025 se publicó en el Diario "El Peruano".
Modificación del Procedimiento técnico del COES N° 22 "Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia"	Entre las principales modificaciones propuestas se destacan: i) mejorar la metodología de determinación de la reserva requerida de RSF, a efecto de evitar sobredimensionamiento de la magnitud de RSF, ii) asignación de los pagos por RSF debe incorporar el criterio de la "casualidad"; es decir, debe pagar el servicio quien origina su necesidad, iii) eliminar el Costo de Oportunidad, debiendo ser internalizado por cada generador en el precio de oferta, y iv) nuevas tecnologías pueden brindar RSF tal como la BESS.	El 23 de octubre de 2025 el COES emitió su opinión respecto de los comentarios presentados por los agentes. En espera de la publicación final de la modificación del procedimiento a cargo de Osinergmin.

Prepublicación del Procedimiento para Licitaciones de Suministro de Electricidad en el marco de la Ley N° 28.832	<p>De acuerdo a la Ley N° 32249, se dispuso que las autoridades adecúen normativamente los procedimientos vinculados a las licitaciones. En ese sentido, el 06 de mayo de 2025 el Osinergmin publicó para comentarios el proyecto de Procedimiento para Licitaciones de Suministro de Electricidad en el marco de la Ley N° 28832. La propuesta incorpora los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Definen los bloques horarios, tal como se encuentra la regulación tarifaria actual para usuarios finales. Priorizan las licitaciones de largo plazo, y solo si es necesario, se aprueban licitaciones de mediano y corto plazo. Incorpora al modelo de contrato de suministro la opción de traspaso de excedentes de energía. Modifica los indicadores para las fórmulas de actualización de las licitaciones que se aplica a los precios de energía. 	<p>El 06 de mayo de 2025 presentó una propuesta preliminar para comentarios. En espera de la publicación final del Reglamento de Licitaciones, a fin de efectuar la adecuada modificación del procedimiento.</p>
Parámetros Técnicos sobre Contribución de Inercia Sintética de las Centrales de Generación No Convencionales (CGNC)	<p>El Osinergmin a través de la Resolución N° 176-2025-OS/CD aprobó los parámetros técnicos para el aporte de inercia sintética aplicables a las Centrales de Generación No Convencionales (CGNC). En el caso de emplearse tecnología digital basada en electrónica de potencia, se establecen los siguientes requisitos: i) porcentaje de contribución de potencia nominal: 6 %, ii) tiempo de inicio de la contribución: 0,15s desde el inicio del evento, y iii) período mínimo de contribución: 8s desde el inicio de la entrega.</p> <p>Adicionalmente, para el caso de retribuir a través de tecnología rotativa convencional (condensadores síncronos, volantes de inercia o una combinación de ambos, se fija un valor mínimo de constante de inercia (H) equivalente a 3 s</p>	<p>Publicado – El 22 de diciembre de 2025 se publicó en el Diario “El Peruano”.</p>

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 diciembre de 2025, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 76% a tasa fija y 24% 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.

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 diciembre 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 diciembre de 2025, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$883 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 50 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados).

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

- Cinco líneas de bonos: una por un monto de UF 7 millones con vigencia a treinta años (desde su aprobación en agosto 2009), dos por un monto conjunto de UF 7 millones con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en febrero 2020), y dos por un monto de UF 7 millones cada una con vigencia a diez y treinta años (desde su aprobación en mayo 2024), y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$103 millones, sumado a líneas comprometidas por US\$5 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$104 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 diciembre 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 diciembre 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 diciembre 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\$123 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$123 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 30%. 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 35% en términos nacionales.

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

Colbún opera en un entorno donde los riesgos ambientales adquieren una relevancia creciente, impulsados por el fortalecimiento de la normativa, la presión de los grupos de interés y los compromisos internacionales en sostenibilidad. En este contexto, se identifican y evalúan los principales riesgos que pueden afectar de forma significativa la operación, reputación y resultados financieros de la compañía. Estos se agrupan en tres categorías clave:

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

- Incumplimiento normativo y de compromisos ambientales, con posibles sanciones, paralización de operaciones y afectación reputacional.
- Contaminación de agua, aire y suelo, derivada de emisiones, vertimientos y residuos.
- Alteración de patrimonio cultural y paisajístico, especialmente en zonas de alto valor ambiental.
- Eventos que afecten la biodiversidad o a las comunidades, generando conflictos socioambientales.
- Barreras para la adjudicación o financiamiento de nuevos proyectos, por falta de coherencia ambiental.

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		Físico/crónico	<ul style="list-style-type: none"> Evaluación de escenarios de bajas precipitaciones en la planificación energética. Uso de modelo de pronóstico de deshielo. Evaluación e implementación de medidas de eficiencia hídrica en centrales.
Sequía	Reducción generación hidroeléctrica y térmica	Físico/agudo	<ul style="list-style-type: none"> Existencia de alternativas de acceso a agua contratadas para Nehuenco. Crecimiento de la Compañía hacia proyectos renovables menos dependientes del recurso agua. Implementación de proyectos piloto para evaluar alternativas de eficiencia hídrica (i.e limpieza de paneles fotovoltaicos en seco y uso de máquinas expendedoras de agua atmosférica para consumo humano).
Aumento en cantidad e intensidad de eventos extremos, i.e. incendios y olas de calor	Daños en activos físicos	Físico/agudo	<ul style="list-style-type: none"> Contratación de seguros frente a eventos catastróficos. En implementación planes de prevención y actividades de monitoreo que contemplan alertas tempranas y planes de acción. Coordinador y planes para gestión Riesgos de Incendios.
Aumento del impuesto a las emisiones de CO₂	Aumento de costos	Transición / Legal y de mercado	<ul style="list-style-type: none"> 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 naturaleza y 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

Colbún promueve la diversidad, la equidad y el trato justo para todas las personas, creando espacios laborales seguros y respetuosos. Creemos que la inclusión aporta distintas perspectivas y habilidades, lo que fortalece el éxito de la organización. Además, buscamos generar oportunidades para grupos que históricamente han estado fuera de algunas industrias, fomentando la igualdad y la autenticidad de cada colaborador.

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. Acoso sexual en el entorno laboral
7. Falta de imparcialidad en el trato Cultura Organizacional

1. Políticas y Compromisos Corporativos

- Consolidamos nuestra Política de Diversidad, Equidad e Inclusión, que establece principios de respeto, buen trato y accesibilidad universal, aplicables a toda la organización, contratistas y directorio. Esta política refuerza nuestro compromiso con la igualdad de oportunidades y la eliminación de sesgos.
- Formalizamos nuestra participación en la Red de Empresas Inclusivas (ReIN) y alianzas como CEO por la Inclusión, para acelerar la incorporación laboral de personas con discapacidad y fomentar culturas inclusivas.

2. Prevención de Discriminación y Acoso

- Implementamos el Protocolo de Prevención del Acoso Sexual, Laboral y Violencia en el Trabajo, en línea con la Ley Karin, el cual es revisado anualmente por la Gerencia de Auditoría Interna, Gerencia de Organización y Personas y equipos de trabajadores.
- Capacitamos al Comité de Diversidad para liderar talleres corporativos sobre sesgos inconscientes bajo la iniciativa *Energía Sin Sesgos*, que se desplegará en toda la compañía.

3. Atracción y Desarrollo de Talento Diverso

- Lanzamos programas como Mujeres Trainee y Mentorías STEM, orientados a incrementar la participación femenina en áreas tradicionalmente masculinizadas y potenciar el liderazgo femenino.
- Programa de Mentorías Mujeres Colbún: Tres generaciones (2023-2025). 2025: 20 duplas mentora-mentee para potenciar desarrollo profesional y abrir camino a liderazgos femeninos.
- Diversificamos nuestras fuentes de reclutamiento mediante una alianza con la plataforma WoT (Woman Talent) y estamos reforzando el programa de prácticas técnicas con enfoque de género.
- Inicio de alianza entre Colbún y Sofofa Red TP.

4. Cultura Inclusiva y Sensibilización

- Desarrollamos cápsulas educativas y charlas para líderes sobre inclusión, sesgos y convivencia respetuosa, además de campañas internas en efemérides clave como el Día de la Discapacidad y el Día contra el Bullying.
- Organizamos actividades de voluntariado y mentorías en comunidades, fortaleciendo el vínculo social y la equidad desde nuestro propósito corporativo.

5. Logros Destacados

- Durante el 2025, Colbún fue reconocida entre las 6 mejores empresas para trabajar para mujeres (GPTW), reflejo del impacto de nuestras políticas y programas.

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 regirnos 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 gobernanza corporativa de la Compañía se sustenta en un marco integral de principios, normas y mecanismos, cuyo funcionamiento es responsabilidad del Directorio, sus Comités Asesores, la Administración y los trabajadores, orientado a la creación de valor sostenible y a la gestión efectiva de riesgos. En este contexto, la Gerencia de Auditoría Interna opera de manera independiente, reporta directamente al Directorio y tiene como misión verificar la efectividad y el cumplimiento de las políticas, procedimientos, controles y códigos implementados, contribuyendo a la evaluación permanente del funcionamiento 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.