

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Al 31 de Marzo de 2026



1º TRIMESTRE 2026

ÍNDICE

1T26 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	6
Generación y Ventas Físicas Chile	6
Generación y Ventas Físicas Perú	8
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	9
Análisis Resultado Operacional Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	11
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	12
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	13
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	15
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	17
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	18
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	20
Gestión de riesgo	24

Conference Call Resultados 1T26

Fecha: Lunes 04 de mayo 2026
Hora: 9:00 AM Eastern Time
9:00 AM 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

Federico Urgelles L.
furgelles@colbun.cl

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

Carolina Plasser L.
cplasser@colbun.cl

1. SINOPSIS DEL PERIODO

Principales cifras a nivel consolidado

- Durante el primer trimestre de 2026 (1T26), Colbún registró **ingresos de actividades ordinarias** por **US\$408,5 millones**, lo que representa una disminución de 1% en comparación con el mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) menores ventas a clientes regulados en Chile, en línea con el vencimiento de contratos, así como por (ii) menores ventas de energía y potencia en el mercado spot debido a una menor generación durante el trimestre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor dinamismo en el segmento de clientes libres, impulsado por la entrada en vigencia de nuevos contratos.
- El **EBITDA** consolidado del 1T26 alcanzó **US\$132,6 millones**, disminuyendo un 26% en comparación con los US\$178,5 millones registrados en el 1T25. Esta variación se explica principalmente por un aumento en la estructura de costos, asociado al impacto de la situación de emergencia ocurrida en Perú, donde una deflagración en una estación de válvulas de Transportadora de Gas del Perú (TGP) interrumpió completamente el sistema de transporte de gas por 13 días. Este evento afectó la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), obligando a reemplazar generación a gas por diésel, con el consecuente incremento significativo en los costos marginales del sistema. En Fenix Power, este escenario se tradujo en un mayor consumo de diésel y mayores compras en el mercado spot, debido a limitaciones para cubrir la totalidad de la energía contratada mediante generación propia. A lo anterior se suman los menores ingresos del período, explicados previamente.
- El **Resultado operacional** del 1T26 alcanzó **US\$67,4 millones**, disminuyendo un 45% respecto a los US\$121,8 millones registrados al 1T25. Esta variación se explica principalmente por (i) el menor EBITDA registrado durante el trimestre, junto con (ii) un incremento en los gastos de depreciación, asociado principalmente a la entrada en operación comercial del Parque Eólico Horizonte, lo que elevó la base de activos en explotación.
- El **Resultado no operacional** el 1T26 presentó una pérdida de **US\$28,2 millones** disminuyendo un 75% respecto a la pérdida de US\$16,1 millones registrada en 1T25. Este peor resultado se explica principalmente por (i) un incremento en los gastos financieros, asociado a una mayor carga de intereses tras la finalización de la capitalización de intereses vinculada al Parque Eólico Horizonte producto de su puesta en servicio operacional y (ii) por mayores pérdidas por diferencia de cambio, producto de la depreciación del peso chileno frente al dólar registrada durante el trimestre.
- Por su parte, el **gasto por impuestos** a las ganancias ascendió a **US\$14,9 millones** durante el 1T26, comparado con el gasto por impuestos de US\$23,3 millones registrados en el mismo período del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por un menor resultado antes de impuestos producto de (i) un menor margen operacional, (ii) mayores gastos no operacionales descritos previamente. Dicho efecto fue compensado por la depreciación del sol peruano hacia el cierre del trimestre que generó efectos negativos en impuestos diferidos en la filial Fenix Power Perú, lo que elevó la tasa efectiva de impuestos en dicho país.
- Como resultado de lo anterior, la Compañía presentó en 1T26 una **utilidad neta** que alcanzó los **US\$24,2 millones**, comparado con US\$82,4 millones en el 1T25. Esta disminución refleja principalmente (i) el menor resultado operacional producto de menor EBITDA y una mayor depreciación, junto con (ii) un deterioro en el resultado no operacional, efectos que fueron parcialmente compensados por un menor gasto por impuestos.

Hechos destacados del trimestre

ESTRATEGIA COMERCIAL:

- Durante el primer trimestre de 2026, en Chile firmaron contratos de venta de energía con 40 clientes, por un total de 284 GWh anuales. Entre los principales acuerdos destacan: Grupo Errázuriz (139 GWh anuales) a partir de abril de 2026, con vigencia de 4 años; el contrato de energía renovable con Compañía Minera Cerro Negro S.A. (40 GWh anuales) desde enero de 2026, también por un periodo de 4 años; y Entel (12 GWh anuales) desde marzo de 2026, con una duración de 4 años.
- En el primer trimestre de 2026, en Perú se firmaron contratos de venta de energía con 8 clientes, por un total de 15,5 MW (70 GWh-año). Las adjudicaciones más relevantes fueron ETERNIT (4,2 MW) y la renovación con Chavimochic (5,3 MW).

FINANCIAMIENTO:

- En enero de 2026, en Colbun Perú S.A se prepagaron los US\$21 millones remanentes del crédito con J.P. Morgan. Los fondos de este financiamiento fueron utilizados en agosto 2025 para materializar la adquisición del 41,379% de Inversiones Las Canteras S.A. (ILC) propietaria de Fenix Power Perú S.A. Con dicha adquisición, Colbun alcanzó el 100% de la propiedad de ILC y consecuentemente de Fenix Power.

AVANCES DE PROYECTOS:

- En Construcción (Chile):
 - BESS Celda Solar (228 MW): Al 1T26, el proyecto registra un avance del 84%. Se realizó la energización de la subestación elevadora y se completó la conexión en baja tensión de todos los equipos. Actualmente, continúa el avance con la conexión en media tensión.
 - BESS Diego de Almagro Sur (228 MW): Al 1T26, el proyecto presenta un avance del 31%. Se terminó el montaje de los contenedores de baterías y se inició el montaje de los centros de transformación del proyecto.
 - Subestación Don Eduardo (Ex Lullaillaco, 2x500kV): Durante el 1T26 se han iniciado las obras de montaje electromecánico. El avance general del proyecto a la fecha es de 61%.

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

- Durante el 1T26, algunas de nuestras centrales llevaron a cabo sus mantenimientos mayores o anuales para asegurar su correcto funcionamiento y eficiencia:
 - Central termoeléctrica Nehuenco U2: mantenimiento realizado desde el 2 hasta el 18 de febrero.
 - Central termoeléctrica Fenix: mantenimiento realizado desde el 2 hasta el 20 de febrero.
- El 14 de marzo de 2026, la unidad U1 de la central Hidroeléctrica Rucúe (90 MW) retomó su operación, tras haber estado fuera de servicio desde julio de 2025, cuando se produjo un siniestro asociado a una inflamación originada por una fuga de gas durante trabajos de mantención mayor. Cabe destacar que la Compañía cuenta con coberturas de seguros para este tipo de eventos.

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, que a su vez ya considera el IPC. 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 empezó a materializar 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 4T25.

Hechos posteriores del trimestre

- Con fecha 6 de abril de 2026, Colbún realizó el prepago de un crédito bancario con Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) por un total de US\$162,2 millones.

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 1T25 y 1T26.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T26	1T25	
Total Ventas Físicas (GWh)	2.751	2.801	(2%)
Clientes Regulados	203	392	(48%)
Clientes Libres	2.548	2.409	6%
Ventas en el Mercado Spot	-	-	-
Potencia (MW)	1.414	1.448	(2%)
Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T26	1T25	
Total Generación (GWh)	2.529	2.628	(4%)
Hidráulica	955	1.088	(12%)
Térmica	1.001	1.087	(8%)
Gas	815	942	(13%)
Diésel	2	6	(62%)
Carbón	183	138	33%
ERFV*	574	453	27%
Eólica	413	295	40%
Solar	160	159	1%
Compras en el Mercado Spot (GWh)	269	237	13%
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(269)	(237)	13%

(*) Nota: Incluye la energía comprada a la central Punta Palmeras (eólica) e Imelsa (solar).

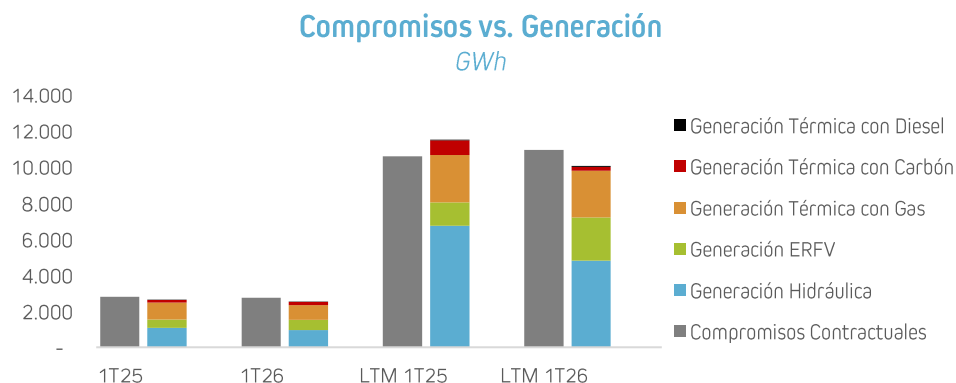
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 1T26 alcanzaron **2.751 GWh**, registrando una disminución de 2% respecto al 1T25. Esta variación responde principalmente a una caída del consumo en el segmento regulado (-189 GWh) explicada principalmente por el vencimiento del contrato con Chilectra licitado el año 2006. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por un aumento en el consumo del segmento libre (138 GWh), impulsado por (i) la entrada en vigencia de nuevos contratos (Aguas Andinas y Parque Arauco entre otros), (ii) ajustes en contratos existentes, particularmente el aumento en el suministro a Collahuasi y (iii) una mayor demanda desde clientes del sector minero, en línea con la recuperación gradual de la actividad.

Por su parte, la **generación de Colbún** del trimestre alcanzó **2.529 GWh**, disminuyendo un 4% en comparación con el 1T25. Esta variación se explica principalmente por factores operacionales y condiciones del sistema tales como (i) una menor generación hidráulica (-133 GWh), asociada a condiciones hidrológicas menos favorables en comparación con igual período del año anterior, lo que redujo los volúmenes de afluentes disponibles para despacho y (ii) una caída en la generación térmica en base a gas (-127 GWh) explicada tanto por mantenimientos en el Complejo Nehuenco durante el período, como por un menor despacho económico de estas unidades. Este efecto fue parcialmente compensado por (i) una mayor generación eólica (+119 GWh) explicado principalmente por la entrada en operación del Parque Eólico Horizonte en régimen anual completo tras la obtención de su COD en 2 etapas durante el 2025 (junio y julio), contribuyendo sólo parcialmente a la generación consolidada del ejercicio anterior. Sumado a lo anterior, (ii) la generación térmica en base a carbón exhibió un aumento (+45 GWh) asociada a un mayor despacho económico de la central Santa María.

El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró compras netas por **269 GWh**, superiores a las compras netas de 237 GWh observadas en igual período del año anterior. Este mayor déficit físico responde principalmente a la menor generación hidráulica y térmica a gas, lo que redujo los excedentes disponibles para comercialización.

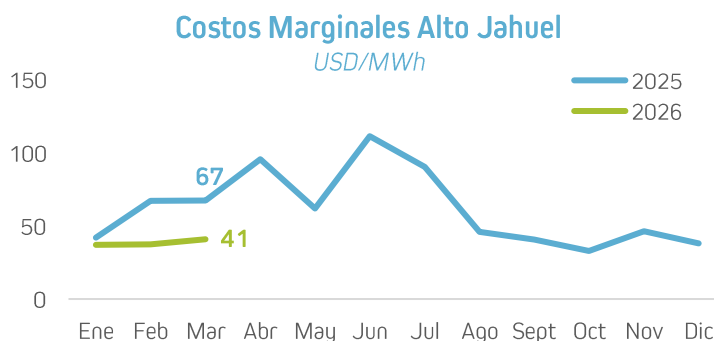
En efecto, mientras los retiros de energía se mantuvieron relativamente estables, la caída en las inyecciones explicó el deterioro en la posición neta.



● **Mix de generación en Chile:** Durante el 1T26, la generación del SEN alcanzó **21.637 GWh**, aumentando 1% respecto al 1T25, con una redistribución del mix de generación. En particular, se registró una mayor generación solar (+584 GWh) producto de un aumento de la capacidad instalada y mayor operación BESS, mayor generación térmica en base a carbón (+184 GWh) y mayor generación térmica en base a gas (+179 GWh), ambas explicadas por mayor despacho económico y por seguridad del sistema. Dicho aumento fue compensado por una menor generación hidráulica (-743 GWh), producto de una condición hidrológica menos favorable del sistema. El año hidrológico (Abr25-Mar26) presentó déficits relevantes de precipitaciones respecto de un año medio en las principales cuencas del SEN, destacando: Aconcagua: -30%; Maule: -39%; Laja: -17% y Biobío: -9%. La cuenca del lago Chapo, por su parte, presentó un superávit de +6%. En este contexto, los costos marginales promedio registraron una disminución cercana al 36%, promediando 36,5 USD/MWh en las principales barras durante el 1T26, comparado con los 57,1 USD/MWh registrados en 1T25. Esta variación es explicada principalmente por la menor hidrología del sistema que fue respaldada por un aumento de la generación solar y BESS, sumado a una caída en el costo variable de generación de las centrales térmicas en base a gas. Por su parte, la demanda eléctrica nacional creció 0,6% durante el 1T26, en comparación con el 1T25.

Tabla 2: Generación del SEN

Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %
	1T26	1T25	Ac/Ac
Total Generación (GWh)	21.637	21.500	1%
Hidráulica	4.520	5.263	(14%)
Gas	3.684	3.505	5%
Diésel	47	107	(56%)
Carbón	3.384	3.200	6%
Eólica	2.892	2.911	(1%)
Solar	6.504	5.921	10%
Otros	606	593	2%



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 1T25 y 1T26 de Fenix en Perú.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

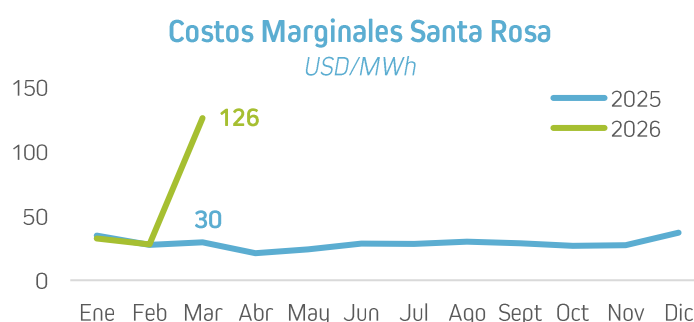
Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T26	1T25	
Total Ventas Físicas (GWh)	1.031	836	23%
Clientes Regulados	589	385	53%
Clientes Libres	400	420	(5%)
Ventas en el Mercado Spot	42	31	36%
Potencia (MW)	566	566	(0%)
Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T26	1T25	
Total Generación (GWh)	815	829	(2%)
Gas	726	829	(12%)
Diesel	88	-	-
Compras en el Mercado Spot (GWh)	239	31	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(197)	0	-

● Las **ventas físicas** durante el 1T26 alcanzaron **1.031 GWh**, aumentando un 23% respecto al 1T25, explicado principalmente por un incremento en las ventas del segmento regulado debido a (i) la incorporación de nuevos contratos entre los que destacan Pluz Energía (112,5 MW, contrato regulado bilateral) y (ii) un ajuste al alza de la potencia contratada del contrato con Electro Oriente (de 98MW a 111MW). Dicho efecto fue parcialmente compensado por una caída en ventas del segmento libre debido al término de los contratos con Minera Luren, Procomsac, Minera Contonga y Etna.

● Por su parte, la **generación** de la CT Fenix alcanzó **815 GWh** durante el 1T26, disminuyendo un 2% respecto al 1T25. Esta variación se explica principalmente por qué el mantenimiento programado de la central (llevado a cabo durante el mes de febrero) tuvo una duración más prolongada respecto al realizado en 2025, sumado a la menor generación efectiva durante el mes de marzo producto de las limitaciones logísticas que implicó generar en base a diésel durante 13 días producto de la falla en el sistema de Transportadora de Gas del Perú (TGP).

● El **balance neto del mercado spot** durante el 1T26 registró compras netas por **197 GWh**, en contraste con una posición neta cercana a cero en el 1T25. Lo anterior se atribuye a un aumento en el consumo de clientes regulados tras la incorporación de nuevos contratos, como se mencionó anteriormente, sumado a una caída en el nivel de generación de la CT Fenix durante el periodo.

● **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) registró a Mar-26 una probabilidad de excedencia de 32,6%, en comparación con 6,9% observado en igual período del año anterior, reflejando condiciones hidrológicas menos favorables en lo que va del año hidrológico (Oct-25 a Sept-26). En este contexto, la generación hidroeléctrica acumulada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó levemente (-0,7% interanual), principalmente debido a una menor disponibilidad de recursos hídricos. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó +0,3% interanual, impulsada por el crecimiento de la demanda del sistema. Cabe destacar que este incremento estuvo asociada principalmente a una mayor generación en base a diésel, en respuesta a la interrupción temporal del sistema de transporte de gas natural (TGP), lo que limitó la disponibilidad de gas y obligó a sustituir generación hacia unidades térmicas alternativas de menor eficiencia. En este contexto, el costo marginal promedio de Santa Rosa alcanzó los US\$62,2/MWh durante el 1T26, en contraste con los US\$30,5/MWh registrados en el 1T25. Por su parte, la demanda eléctrica nacional creció 2,8% interanual al cierre del 1T26, impulsada principalmente por un mayor consumo del sector minero, junto con el crecimiento vegetativo de la demanda.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 1T25 y 1T26.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T26	1T25	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	408,5	412,5	(1%)
Venta a Clientes Regulados	71,4	80,5	(11%)
Venta a Clientes Libres	294,4	281,6	5%
Ventas de Energía y Potencia	29,0	35,4	(18%)
Otros Ingresos	13,7	14,9	(8%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(231,8)	(191,3)	21%
Peajes	(50,6)	(48,5)	4%
Compras de Energía y Potencia	(52,0)	(22,1)	-
Consumo de Gas	(72,5)	(83,2)	(13%)
Consumo de Petróleo	(20,6)	(1,8)	-
Consumo de Carbón	(10,7)	(11,2)	(5%)
Otros	(25,3)	(24,5)	4%
MARGEN BRUTO	176,7	221,2	(20%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(25,6)	(25,0)	2%
Otros Gastos, por Naturaleza	(18,5)	(17,6)	5%
Gastos por Depreciación y Amortización	(65,2)	(56,7)	15%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	67,4	121,8	(45%)
EBITDA	132,6	178,5	(26%)
Ingresos Financieros	10,8	8,9	21%
Gastos Financieros	(27,8)	(18,4)	51%
Diferencias de Cambio	(1,4)	2,9	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,1	3,3	(6%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(13,0)	(12,9)	0%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(28,2)	(16,1)	75%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	39,2	105,6	(63%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(14,9)	(23,3)	(36%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	24,2	82,4	(71%)
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	24,4	78,8	(69%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,2)	3,6	-

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

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	Mar-26	Dic-25	Mar-25
Chile (CLP / US\$)	927,46	907,13	953,07
Chile UF (CLP/UF)	39.841,72	39.727,96	38.894,11
Perú (PEN / US\$)	3,50	3,36	3,68

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T26 y 1T25. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T26	1T25	
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	342,0	356,1	(4%)
Venta a Clientes Regulados	29,6	52,1	(43%)
Venta a Clientes Libres	273,2	258,6	6%
Ventas de Energía y Potencia	27,9	34,8	(20%)
Otros Ingresos	11,3	10,6	7%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(162,7)	(161,9)	0%
Peajes	(49,7)	(47,5)	5%
Compras de Energía y Potencia	(27,2)	(20,0)	36%
Consumo de Gas	(52,3)	(59,7)	(12%)
Consumo de Petróleo	(0,8)	(1,8)	(53%)
Consumo de Carbón	(10,7)	(11,2)	(5%)
Otros	(22,1)	(21,8)	1%
MARGEN BRUTO	179,3	194,2	(8%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(22,5)	(22,2)	1%
Otros Gastos, por Naturaleza	(16,5)	(15,6)	6%
Gastos por Depreciación y Amortización	(56,1)	(47,8)	17%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	84,2	108,6	(22%)
EBITDA	140,3	156,4	(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 1T26 alcanzaron los **US\$342,0 millones**, disminuyendo un 4% respecto a los US\$356,1 millones del 1T25. Esta variación se explica principalmente por (i) menores ingresos provenientes de clientes regulados, explicado por una caída en el volumen de ventas físicas de este segmento asociado al término del contrato con Chilectra licitado el año 2006 y (ii) menores ingresos por ventas de energía y potencia en el mercado spot, asociados principalmente a la menor generación registrada durante el trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ingresos de clientes libres, explicados principalmente por la entrada en vigencia de nuevos contratos que elevaron el nivel de ventas físicas de energía y potencia.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 1T26 totalizaron **US\$162,7 millones**, en línea con lo registrado durante el 1T25. Este comportamiento refleja efectos contrapuestos en sus principales líneas. Por una parte, (i) se registró un aumento en las compras de energía y potencia en el mercado spot, asociado a una menor generación propia -principalmente hidráulica y térmica a gas- lo que incrementó la exposición al mercado spot. Por otra, (ii) se evidenció una disminución en el consumo de gas, en línea con el menor despacho de estas unidades durante el período, lo que contribuyó a contener el nivel total de costos.

El **Resultado operacional** del 1T26 alcanzó **US\$84,2 millones**, disminuyendo un 22% respecto a los US\$ 108,6 millones registrados al 1T25. Esta variación se explica principalmente por (i) menores ingresos provenientes de clientes regulados, explicado por una caída en el volumen de ventas físicas de este segmento, (ii) un aumento en las compras netas de energía y potencia en el mercado spot y (iii) 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. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (i) un aumento en las ventas a clientes libres explicado anteriormente y (ii) una caída en el consumo de gas.

El **EBITDA** del 1T26 alcanzó **US\$140,3 millones**, disminuyendo un 10% respecto al EBITDA de US\$156,4 millones al 1T25. Esta variación se explica principalmente por el menor margen bruto registrado durante el trimestre.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 1T25 y 1T26. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T26	1T25	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	66,5	56,4	18%
Venta a Clientes Regulados	41,8	28,5	47%
Venta a Clientes Libres	21,1	23,0	(8%)
Ventas de Energía y Potencia	1,2	0,5	121%
Otros Ingresos	2,4	4,3	(45%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(69,1)	(29,4)	135%
Peajes	(1,0)	(1,0)	(5%)
Compras de Energía y Potencia	(24,8)	(2,2)	-
Consumo de Gas	(20,3)	(23,6)	(14%)
Consumo de Petróleo	(19,8)	-	-
Otros	(3,3)	(2,6)	25%
MARGEN BRUTO	(2,6)	27,0	-
Gastos por Beneficios a Empleados	(3,2)	(2,8)	12%
Otros Gastos, por Naturaleza	(2,1)	(2,3)	(8%)
Gastos por Depreciación y Amortización	(9,1)	(8,9)	2%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	(16,9)	12,9	-
EBITDA	(7,9)	21,9	-

(*): 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 1T26 ascendieron a **US\$66,5 millones**, aumentando un 18% respecto a los ingresos registrados en 1T25. Esta variación se explica principalmente por mayores ingresos provenientes de clientes regulados, asociadas a (i) la entrada en vigencia de un contrato con Pluz Energía y (ii) un ajuste al alza de la potencia contratada del contrato con Electro Oriente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (i) una disminución en Otros Ingresos y (ii) una caída en ventas del segmento libre debido al término de algunos contratos mineros.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 1T26 alcanzaron **US\$69,1 millones**, aumentando un 135% respecto al 1T25. Este incremento sustancial se enmarca en la situación de emergencia experimentada en Perú donde, producto de una deflagración en una estación de válvulas de Transportadora de Gas del Perú (TGP), se paralizó por completo la operación del sistema de transporte de gas. Este evento afectó a todo el SEIN, donde se debió reemplazar parte relevante de la generación térmica en base a gas con diésel, elevando significativamente los costos marginales del sistema. A nivel de Fenix, el impacto radicó en (i) un aumento en las compras de energía y potencia en el mercado spot considerando que la generación propia en base a diésel permitió cubrir parcialmente la energía contratada, y (ii) aumento en el consumo de diésel dado que gran parte de la demanda se cubrió con generación propia en base a este combustible. 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 durante el periodo.

El **EBITDA** se situó en niveles negativos, alcanzando los **(US\$7,9) millones** al 1T26. Esta caída se explica principalmente por un menor margen bruto durante el periodo, explicado principalmente por un aumento en la estructura de costos dado el evento sistémico 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 1T25 y 1T26. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T26	1T25	T/T
Ingresos Financieros	10,8	8,9	21%
Gastos Financieros	(27,8)	(18,4)	51%
Diferencias de Cambio	(1,4)	2,9	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,1	3,3	(6%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(13,0)	(12,9)	0%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(28,2)	(16,1)	75%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	39,2	105,6	(63%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(14,9)	(23,3)	(36%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	24,2	82,4	(71%)
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	24,4	78,8	(69%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,2)	3,6	-

● El **Resultado no operacional** durante el 1T26 presentó una pérdida de **US\$28,2 millones**, lo que representa una caída de 75% respecto a la pérdida de US\$16,1 millones registrada en 1T25. Esta disminución se explica principalmente por (i) un mayor gasto financiero, debido a una menor activación de intereses asociada al término de la capitalización de intereses del Parque Eólico Horizonte tras su entrada en operación, junto con un aumento en los gastos por intereses producto de una mayor deuda financiera promedio durante el trimestre y (ii) mayores efectos por diferencia de cambio registradas durante el trimestre producto de la depreciación del peso frente al dólar.

● El 1T26 se registró un **gasto por impuestos** a las ganancias de **US\$14,9 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$23,3 millones en 1T25. Esta disminución se explica principalmente por la menor utilidad antes de impuestos registrada durante el período. Dicho efecto fue compensado por la depreciación del sol peruano hacia el cierre del trimestre que generó efectos negativos en impuestos diferidos en la filial Fenix Power Perú, lo que elevó la tasa efectiva de impuestos.

● La Compañía presentó en 1T26 una **ganancia** que alcanzó los **US\$24,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$82,4 millones en 1T25, principalmente debido a (i) un menor resultado operacional producto del menor EBITDA y una mayor depreciación y (ii) al menor resultado fuera de la operación registrado en el periodo, parcialmente compensado por menores gastos por impuestos.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic-25 y Mar-26. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	Mar-26	Dic-25	Var	Var %
Activos corrientes	1.439,1	1.414,0	25,1	2%
Activos no corrientes	5.858,4	5.785,5	72,9	1%
TOTAL ACTIVOS	7.297,6	7.199,5	98,0	1%
Pasivos corrientes	464,6	376,3	88,3	23%
Pasivos no corrientes	3.561,3	3.576,6	(15,3)	(0%)
Patrimonio neto	3.271,6	3.246,6	25,0	1%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	7.297,6	7.199,5	98,0	1%

◆ **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.439,1 millones** a Mar-26, aumentando un 2% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic-25. Este aumento se explica principalmente por el incremento en los niveles de caja, asociado a fondos provenientes de la suscripción de líneas de crédito (Fenix) para resguardar la liquidez de la compañía dado el evento sistémico descrito previamente, compensado parcialmente por el prepago total del crédito pactado con J.P. Morgan.

◆ **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.858,4 millones** a Mar-26, aumentando un 1% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por un mayor nivel de Propiedades, Planta y Equipos, asociado al aumento de obras en ejecución por alta de materiales de los proyectos BESS en construcción. Dicho aumento fue parcialmente compensado por el reconocimiento de depreciaciones asociadas a los activos operativos existentes.

◆ **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$464,6 millones** a Mar-26, aumentando un 23% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic-25. Esta variación se explica principalmente por (i) un aumento en la deuda financiera de corto plazo, asociado a la utilización de líneas de crédito por aproximadamente US\$45 millones en Fenix, junto con el devengo de intereses acumulados de la deuda vigente y (ii) un incremento en cuentas por pagar, relacionado con la recepción de materiales vinculados a los proyectos BESS en construcción, efecto que fue parcialmente compensado por la aplicación de anticipos previamente registrados. Este aumento fue, a su vez, parcialmente contrarrestado por una disminución en las provisiones asociadas al pago de incentivos de desempeño.

◆ **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.561,3 millones** a Mar-26, en línea respecto a los pasivos no corrientes registrados al cierre de Dic-25.

◆ **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.271,6 millones**, aumentando un 1% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por la utilidad del ejercicio 1T26.

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

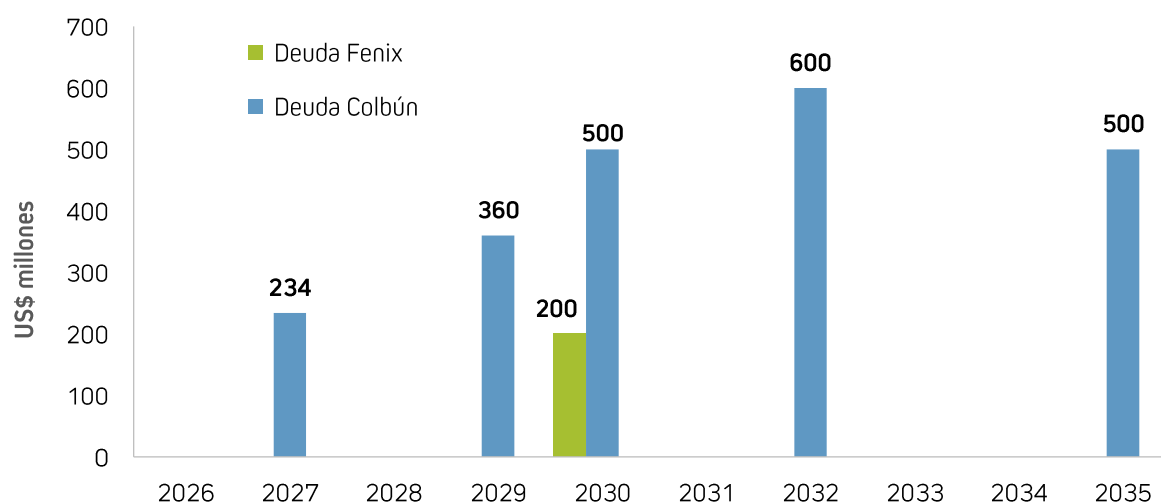
	Mar-26	Dic-25	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.563,0	2.558,2	4,8	0%
Inversiones Financieras**	926,1	886,2	40,0	5%
Deuda Neta	1.636,9	1.672,0	(35,1)	(2%)
EBITDA LTM	560,5	609,1	(48,6)	(8%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,9	2,7	0,2	6%

(*) 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\$9,5 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$76,3 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda; y (4) líneas de crédito por US\$65,0 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	5,3
Tasa promedio	4,2%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Mar-26 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	Mar-26	Dic-25	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,10x	3,76x	-18%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,93x	3,54x	-17%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,23x	1,22x	1%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,54%	9,52%	21%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,46%	90,48%	-2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,61x	3,48x	-25%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	3,94%	5,76%	-32%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,82%	2,60%	-30%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,48%	6,56%	-16%

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 **3,10x** y **2,93x** a Mar-26, disminuyendo un 18% y 17% respectivamente respecto a los valores a Dic-25. Esta variación se explica principalmente por un incremento en los pasivos corrientes, asociado a mayores pasivos financieros de corto plazo producto de nuevas líneas de crédito contratadas por Fenix, así como a un aumento en cuentas por pagar. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en los activos corrientes, impulsado por mayores niveles de efectivo y equivalentes a efectivo y mayor nivel de cuentas comerciales por cobrar.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,23x** a Mar-26, en línea con el valor de 1,22x a Dic-25. Esto se explica principalmente por un aumento en los pasivos corrientes, asociado al alza de otros pasivos financieros de corto plazo producto de la contratación de líneas de crédito por parte de Fenix, junto con un incremento en las cuentas por pagar comerciales. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en el patrimonio neto, impulsado por las utilidades generadas durante el 1T26.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Mar-26 fue de **11,54%**, aumentando un 21% respecto al valor de 9,52% a Dic-25, debido principalmente al aumento en pasivos no corrientes mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Mar-26 fue de **88,46%**, disminuyendo un 2% respecto al valor de 90,48% a Dic-25, debido principalmente al incremento en pasivos no corrientes mencionado anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a Mar-26 fue de **2,61x**, disminuyendo un 25% respecto al valor de 3,48x obtenido a Dic-25. 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 Mar-26 fue de **3,94%**, disminuyendo un 32% respecto al valor de 5,76% registrado a Dic-25, 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 Mar-26 fue de **1,82%**, disminuyendo un 30% respecto al 2,60% registrado a Dic-25, 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 Mar-26 fue de **5,48%**, disminuyendo un 16% respecto del valor de 6,56% a Dic-25, 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)

Flujo Efectivo	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T26	1T25	
Efectivo Equivalente Inicial*	883,3	775,1	14%
Flujo Efectivo de la Operación	96,0	88,8	8%
Flujo Efectivo de Financiamiento	(23,8)	(43,5)	(45%)
Flujo Efectivo de Inversión**	(27,5)	(57,0)	(52%)
Flujo Neto del Período	44,8	(11,6)	-
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo	(3,4)	4,9	-
Efectivo Equivalente Final	924,6	768,4	20%

(*) 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 1T26, la Compañía presentó un **flujo de efectivo positivo de US\$44,8 millones**, que se compara con el flujo de efectivo negativo de US\$11,6 millones del 1T25.

● **Actividades de la operación:** Durante el 1T26 se generó un flujo positivo de **US\$96,0 millones**, aumentando un 8% respecto al flujo positivo de US\$88,8 millones al 1T25, explicado principalmente por mayores ingresos no operacionales, compensado por un menor margen operacional registrado durante el trimestre, explicado anteriormente.

● **Actividades de financiamiento:** Registraron un flujo negativo de **US\$23,8 millones** durante el 1T26, lo que representa una disminución de 45% respecto al flujo negativo de US\$43,5 millones observado en 1T25. Esta variación se explica principalmente por el giro de líneas de crédito de corto plazo por US\$45 millones en Fenix, efecto que fue parcialmente compensado por el prepago total del crédito de Colbún Perú con J.P. Morgan, junto con el pago de intereses asociados a la deuda financiera vigente.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo negativo de **US\$27,5 millones** durante el 1T26, disminuyendo un 52% respecto al flujo negativo de US\$57,0 millones registrado al 1T25. Esta variación se explica principalmente por menores+ de CAPEX, asociados en su mayoría a proyectos de almacenamiento en baterías, particularmente considerando que el proyecto BESS Celda Solar se encuentra en una etapa avanzada de construcción (84% de avance), con menores desembolsos de inversión respecto a fases previas del desarrollo.

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 11% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 5% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de la energía bruta producida en el año 2026.

Capacidad Instalada (MW) al 31 de marzo de 2026			
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 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 Lullaillaco)	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 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 proyecto BESS y el 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 1T26, el proyecto registra un avance del 84%. Se realizó la energización de la subestación elevadora y se completó la conexión en baja tensión de todos los equipos. Actualmente, continúa el avance con la conexión en media tensión.

◆ **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 1T26, el proyecto presenta un avance del 31%. Se terminó el montaje de la totalidad de los contenedores de baterías y se inició el montaje de los centros de transformación del proyecto.

◆ **Proyecto Nueva Subestación Seccionadora Don Eduardo (500kV):** El proyecto corresponde a una obra que forma parte del proceso de licitación del Coordinador Eléctrico Nacional para el Decreto Exento N°257 del Ministerio de Energía. El Decreto de adjudicación del Ministerio de energía se publicó el 17/01/2025 y otorga plazo para la puesta en servicio del proyecto de 36 meses.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x500 kV Parinas – Cumbre. La Subestación se ubica en Km. 1.207 de ruta 5 Norte, Provincia de Taltal, Región de Antofagasta.

Con fecha 24 de junio de 2025, el SEA de la Región de Antofagasta emitió la RCA favorable del proyecto.

En 10/2025 se iniciaron las obras de construcción, con movimientos de tierra, caminos de accesos y fundaciones mayores. Lo anterior adjudicado a la empresa Strabag, cuyo contrato finalizó en 03/2026.

Durante el 1T26 se han iniciado las obras de montaje electromecánico. El avance general del proyecto a la fecha es de 61%.

● **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, ubicado en el terreno disponible que colinda con 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 subestación Roncacho.

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

Al 1T26, 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 1T26, 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 1T26, 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 1T26 se continúa 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 la RCA fue aprobada en enero de 2026.

En el 1T26, se continúa con el desarrollo de actividades para concluir con los antecedentes necesarios para decidir su oportunidad de inversión.

● **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 y se encuentra en proceso la elaboración de la Adenda 2.

Durante el 1T26 el proceso de preparación de la Adenda 2. Paralelamente, en el proceso de Consulta Indígena, se acepta proposición de Colbún por parte de 3 de los 9 grupos indígenas participantes.

● **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 1T26, evaluando opciones para un eventual ingreso al SEIA y actualizando la información del proyecto en respuesta a los nuevos requerimientos de la autoridad ambiental y sectorial. En este contexto se continúa con la preparación del EIA y relacionamiento comunitario.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 1T26, 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	Estudios preliminares
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	Descartado
Pampas	315 MW	Eólica	Departamento de Ica	EIA en elaboración
Chasqui	250 MW	Solar	Departamento de Ica	DIA en elaboración

● **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 1T26, se avanza en las actividades pendientes para terminar la Fase de Factibilidad del proyecto.

● **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 MINEM y el expediente para ingresar la solicitud de concesión definitiva se encuentra en preparación.

Al 1T26, se continúa con la elaboración el expediente de concesión definitiva al MINEM.

● **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.

Al 1T26, el proyecto se encuentra en fase de diseño y optimización para preparación de EIA.

● **Proyecto Eólico Naylamp (238 MW):**

Se ha tomado la decisión de no continuar con el desarrollo del proyecto. La razón principal es que este no cumple con los estándares establecidos por Colbun para este tipo de iniciativas.

● **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 1T26 se completó el levantamiento de la línea base ambiental como parte de la elaboración del EIA. El proyecto se encuentra en fase de diseño y optimización para ingreso de 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 1T26, se obtiene concesión temporal al MINEM, actualmente encuentra en fase de diseño y optimización para preparación de DIA.

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 regulatorios
4. Riesgos financieros
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

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 marzo 2026 ya tiene 12 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 1T26 alcanzó US\$38,0/MWh, en contraste con los US\$39,1/MWh registrados en el 4T25, la baja se explica por la mayor generación solar y almacenamiento a pesar de presentarse una menor disponibilidad de recurso hídrico.

Precipitaciones año hidrológico Abr25-Mar26		
Cuenca/Zona	Superávit/déficit c/r a año medio	Superávit/déficit c/r a año 2025
Aconcagua	-134 mm (-30%)	-94 mm (-23%)
Maule	-827 mm (-46%)	-394 mm (-18%)
Laja	-245 mm (-13%)	-318 mm (-17%)
Bio Bío	-145 mm (-5%)	-142 mm (-5%)
Chapo	+570 mm (+18%)	+790 mm (+24%)

Perú

Al 1T26, el SEIN ha registrado una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 32,61%, en comparación con 6,94% registrado a marzo del año anterior.

En 1T26 la demanda eléctrica aumentó en 2,8% en relación con el mismo periodo del año 2025, impulsada principalmente por un mayor consumo del sector minero, junto con el crecimiento vegetativo de la demanda. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 1T26 se registró un incremento de la demanda eléctrica de un 1,3%, explicado principalmente por el aumento de la demanda regulada.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 1T26 alcanzó US\$62,2/MWh, en contraste con los US\$30,5/MWh registrados en el 1T25. Este incremento se explica por la emergencia ocurrida en marzo en el ducto de transporte de gas natural (GN), que redujo drásticamente la disponibilidad de este combustible para la generación eléctrica. En este contexto, las centrales térmicas duales pasaron a operar con diésel y, adicionalmente, ingresaron al despacho centrales de reserva fría y otras unidades térmicas cuyo combustible principal es el diésel, lo que elevó el costo marginal del sistema.

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.

Para el año 2026 se decidió nominar un embarque de GNL, que se complementará con posiciones adicionales de gas natural para cubrir requerimientos del resto del periodo de invierno. En relación al suministro de gas natural proveniente de Argentina se decidió mantenerlo a través de contratos de suministro interrumpible.

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, Tecpetrol y Repsol), además de acuerdos de transporte de gas suscritos con TGP.

Suministro de Carbón

Chile

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

Perú

En Perú no se cuenta con centrales a carbón.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

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

B.1.5. Riesgos comerciales

En línea con nuestra visión de ser un socio estratégico para nuestros clientes, 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 primer trimestre de 2026, en Chile se firmaron contratos de venta de energía con 40 clientes, por un total de 284 GWh anuales. Entre los principales acuerdos destacan: Grupo Errázuriz, por 139 GWh anuales desde abril de 2026, con vigencia de 4 años; el contrato de energía renovable con Compañía Minera Cerro Negro S.A., por 40 GWh anuales a partir de enero de 2026, también por un periodo de 4 años; y Entel, por 12 GWh anuales desde marzo de 2026, con una duración 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 primer trimestre de 2026, en Perú se firmaron contratos de venta de energía con 8 clientes, por un total de 15.5 MW (70 GWh-año). Las adjudicaciones más relevantes fueron ETERNIT (4.2 MW) y la renovación con Chavimochic (5.3 MW).

B.2 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.3. Riesgos regulatorios

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

Chile

Leyes Promulgadas

En esta sección se presentan las leyes que fueron publicadas y promulgadas en el periodo del primer trimestre de 2026:

Título	Detalle	Estado Actual
Ley que perfecciona los sistemas medianos	Los elementos clave de la Ley N° 21.804 son: - Nueva categorización formal de sistemas eléctricos no interconectados al SEN: sistema mediano (>1.500 kW), sistema aislado (≤1.500 kW) y sistema para procesos productivos, con revisión cada cinco años por la CNE. - Coordinación operativa obligatoria a través de un Comité Coordinador y sujeción a la programación del CEN cuando exista más de un generador. - Planificación y tarificación cuatrienal con un Registro de Proyectos para dar previsibilidad a los inversores. - Licitaciones públicas de suministro para fomentar la entrada de renovables con almacenamiento. - Planes estratégicos de energía regionales dictados por el Ministerio de Energía, con evaluación ambiental estratégica. - Subsidios de operación para sistemas aislados, financiados por los Gobiernos Regionales.	Publicada en el Diario Oficial el 13 de febrero de 2026.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Título	Detalle	Estado Actual
Proyecto de Ley de Uso de Agua de Mar para Desalinización	Propone un nuevo marco normativo para la concesión o destinación de Desalación, categorizándola como una concesión marítima especial. Sus fundamentos son: - Crea una concesión y destinación de desalinización de agua de mar para la desalinización y uso del borde costero. - Derecho de constituir o imponer servidumbres legales para la conducción de agua de mar y desalinizada. - Elaboración de una Estrategia Nacional de desalinización para orientar el desarrollo sostenible de los proyectos - Modificación a otros cuerpos legales para una mejor implementación de este nuevo marco regulatorio.	Este proyecto fue aprobado en su tercer trámite en la cámara de diputado el 26 de marzo. Está en el trámite de aprobación presidencial.
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 se encuentra en primer trámite constitucional en el Senado.

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.	El proyecto de ley se encuentra en segundo trámite constitucional en el Senado.
---	---	---

Proyecto de Ley de Subsidio Eléctrico y Perfeccionamiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)	Las principales medidas del proyecto son: <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.	Este proyecto se encuentra en segundo trámite constitucional en el Senado. Detenida su tramitación.
--	---	--

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
Agenda Regulatoria 2026-2030	La ministra de energía presentó la agenda regulatoria para el corto y mediano plazo. La propuesta contiene los siguientes ejes: - Sistema eléctrico seguro y resiliente: valorización de la flexibilidad, plan de continuidad de servicio e infraestructura habilitante. - Tarifas y procesos regulatorios confiables: proyecto de ley para resolver la deuda del VAD 2020-2024 y simplificación de procesos tarifarios mediante actualización de reglamentos. - Corrección de distorsiones PMGD: monitoreo en tiempo real y modificación del mecanismo de precios e incorporación a esquemas de vertimientos. - Permisos e inversión estratégica: Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (ya publicada) y Ley de permiso ágil con mesa permanente de inversión en transmisión. - Reformas estructurales e institucionales: actualización de reglamentos de transmisión y sistemas medianos; modernización de la SEC hacia una Superintendencia de Energía con fiscalización proactiva; y reforma a la distribución hacia una red activa y digitalizada.	En Desarrollo – Anunciada el 8 de abril.

Reglamento Coordinación de la Operación (DS125)	Las modificaciones al Reglamento de Coordinación de la Operación se centran en 4 ejes: • 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 7 de abril se reingresó a Contraloría.
Reglamento de PMGD (DS88)	Las modificaciones se centran en 4 ejes: • 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 – El 7 de abril se reingresó a Contraloría.
Reglamentos de Transmisión (DS37 y DS10)	El trabajo reglamentario pendiente para la modificación de estos reglamentos se centra en 3 ejes: • Coherencia: Incorporación de materias reguladas en las Resoluciones Exentas CNE 98, 99, 100 y 156, del año 2025. • Materias pendientes de la Ley 21.721: Por un lado, se tiene la propuesta de obras de transmisión en el Sistema de Transmisión Zonal por PMGD. Por otro lado, se tiene la propuesta y financiamiento de Obras de Transmisión por generadoras. • Oportunidad de perfeccionamiento: Planificación de la Transmisión, Acceso Abierto, Calificación y Valorización.	En Desarrollo – El 7 de abril se reingresó a Contraloría.
Reglamento de Precio Nudo	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.	En Desarrollo – a la espera de ingreso a Contraloría.
Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	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. Además, se introducen 2 nuevos anexos técnicos: • <i>Metodología para determinar el Estudio de Robustez.</i> • <i>Exigencias mínimas para instalaciones basadas en convertidores.</i>	Publicada –El 3 de febrero se publicó la modificación a la norma en el diario oficial.

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	Las principales modificaciones son las siguientes: - 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.	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: <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. <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. Estos reglamentos son necesarios para la implementación efectiva de la ley.
Ley N° 32.560, el cual promueve la generación de energía nuclear y la instalación de reactores modulares pequeños (SMR)	Entre los aspectos claves de la Ley: - 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.	Publicado – El 22 de marzo de 2026 se publicó en el Diario “El Peruano”.

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	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: - 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. 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.	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
PdL que modifica el porcentaje de participación de los trabajadores en las utilidades de las industriales eléctricas	Sus principales propuestas son: - Elevar el porcentaje de participación de utilidades de los trabajadores en este sector, actualmente del 5% al 10% de manera progresiva. - Modificación en la fórmula de distribución del monto asignado a los trabajadores.	Aprobado en primera votación el 21 de marzo de 2025. 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.
PdL que declara de interés nacional y de necesidad pública la creación de la provincia energética de la Convención	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.	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.
PdL que aprueba la tarifa plana eléctrica domiciliaria en el sur del Perú, reorganiza el holding eléctrico estatal y garantiza la justicia energética regional	Entre los principales aspectos del PdL: <u>Creación de la Tarifa Plana Eléctrica en el sur:</u> Se crea el régimen especial de tarifa plana domiciliaria, cuyo monto es equivalente al 20% del costo de la canasta básica familiar. Adicionalmente, se contempla una tarifa eléctrica especial para las micro, pequeñas y medianas empresas (MYPEs) equivalente al 25% del valor de la remuneración mínima vital (S/. 1,130). <u>Creación del Fondo de Compensación Energética del Sur (FOCESUR):</u> Propone la creación de un fondo destinado a financiar la diferencia entre el costo eficiente del servicio eléctrico y la tarifa plana aplicada, utilizando recursos provenientes del propio sistema eléctrico estatal (utilidades y dividendos), el canon hidroenergético, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y, de manera complementaria, transferencias del Tesoro Público. <u>Reorganización del holding eléctrico estatal del sur:</u> Plantea la fusión y racionalización de las actuales empresas eléctricas estatales del sur, mediante la creación de dos empresas especializadas: una encargada de la generación hidroeléctrica (ENERSUR) y otra responsable de la distribución, comercialización y facturación del servicio eléctrico (DESSUR), ambas bajo el ámbito de FONAFE. <u>Responsabilidades del Regulador:</u> Se encarga a Osinergmin la implementación, supervisión y actualización del régimen de tarifa plana eléctrica.	El 15 de enero de 2026 el PdL ingresó a la Comisión de Energía y Minas para su análisis. Actualmente se encuentra en dicha comisión.

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.	En Desarrollo – El 03 de octubre de 2025 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
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.	En Desarrollo – 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.
Proyecto que define las condiciones para evaluar los casos de integración vertical previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas.	El MINEM publicó un proyecto que define las condiciones para evaluar los casos de integración vertical que no califican como actos de concentración empresarial (crecimiento orgánico) previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas, en particular cuando un distribuidor solicita una concesión o autorización para desarrollar un proyecto de generación. En ese supuesto, la propuesta establece el siguiente procedimiento de evaluación: - Presentación de declaración jurada, en la que el solicitante debe indicar si se encuentra en un supuesto de integración vertical. - Evaluación de la participación de mercado del grupo económico, considerando: - En distribución: el volumen anual de energía comercializada (mercado regulado y libre) respecto del total nacional. - En generación: la potencia instalada del grupo económico (incluido el proyecto solicitado) respecto de la potencia total del SEIN. - Aplicación de un umbral referencial del 30%: Si en una o ambas actividades se supera dicho umbral, el trámite continúa; sin embargo, el MINEM debe informar el caso al Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).	En Desarrollo – El 24 de enero de 2026 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
Proyecto que modifica el Reglamento de Transmisión	El MINEM publicó un proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Transmisión con el objetivo de fortalecer el marco aplicable al Plan de Transmisión del COES. La propuesta aborda tres aspectos principales: (i) incorpora de manera expresa la facultad del MINEM para retirar proyectos individuales que formen parte de un Proyecto Vinculante cuando su ejecución resulte inviable; (ii) establece un mecanismo para la actualización de la Base Tarifaria de los Refuerzos, a fin de evitar la pérdida de su valor real antes de la puesta en operación comercial; y (iii) crea un procedimiento excepcional para viabilizar la ejecución de Refuerzos aprobados en actualizaciones anteriores al Plan de Transmisión vigente. En ese sentido, la iniciativa busca contar con un Plan de Transmisión más dinámico, ejecutable y alineado con las condiciones técnicas y económicas actuales del sistema.	En Desarrollo – El 18 de febrero de 2026 se publicó dicha modificación. Actualmente, se encuentra el MINEM en revisión de los comentarios remitidos por los agentes.
Modificación del Decreto Supremo N° 017-2018-EM, "Mecanismo de Racionamiento de Gas Natural"	El MINEM ha realizado la siguiente modificación normativa producto de la situación de emergencia de los sistemas de transporte de TGP en donde incorpora disposiciones adicionales al régimen aplicable ante situaciones de afectación en el suministro de gas natural. En lo siguiente: Si bien no modifica el orden de prioridad de la asignación de gas a los distintos consumidores, esta modificación faculta a la Dirección de Hidrocarburos para priorizar	Publicado – El 05 de marzo de 2026 se publicó en el Diario "El Peruano".

Título	Detalle	Estado Actual
	en situaciones de racionamiento de gas a las refinerías, generadoras fuera del SEIN, hospitales y otros agentes esenciales para la seguridad e interés nacional. • Precisa que en situaciones de emergencia el Osinergmin puede adoptar medidas urgentes y transitorias que exceptúen temporalmente el cumplimiento de disposiciones contenidas en los reglamentos de comercialización de hidrocarburos. • La norma también dispone la suspensión temporal de determinadas obligaciones ambientales vinculadas al cambio de matriz energética mientras dure la emergencia, manteniéndose las funciones de supervisión ambiental a cargo del OEFA.	

Otros Aspectos Regulatorios Relevantes

Título	Detalle	Estado Actual
Nuevo 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.	Publicado – El 14 de febrero de 2026 se publicó en el Diario “El Peruano”.
Nuevo Procedimiento técnico del COES N° 21 “Reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia”	Las principales modificaciones son: • Cambios en la metodología de cálculo del cargo por incumplimiento de RPF. • Cambios en la metodología de cálculo del factor de cumplimiento (FaC), con el cual se distribuye incentivos al cumplimiento de RPF. • Mayores facilidades para realizar la delegación del servicio de RPF entre agentes. • Menores restricciones de ubicación y capacidad de los proyectos de equipos para RPF, entre otros.	Publicado – El 14 de febrero de 2026 se publicó en el Diario “El Peruano”.
Nuevo Procedimiento técnico del COES N° 08 “Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN”:	Los cambios principalmente están orientados hacia nuevas responsabilidades para el COES, en pro de mejorar sus consideraciones de seguridad a la hora de programar y operar el sistema; tales como elaborar un estudio anual para (i) determinar las configuraciones en doble barra de las SSEE, (ii) apertura de anillos. Asimismo, establece formalmente que se debe realizar un análisis eléctrico (flujo de carga) en los reprogramas.	Publicado – El 12 de febrero de 2026 se publicó en el Diario “El Peruano”.
Proyecto que aprueba el Procedimiento de entrega de información sobre el Sistema de Integridad de Ductos de las Instalaciones de Transporte de Hidrocarburos	El Osinergmin ha autorizado la publicación para comentarios del proyecto de “Procedimiento de entrega de información sobre el Sistema de Integridad de Ductos de las Instalaciones de Transporte de Hidrocarburos”. Esta iniciativa tiene como objetivo precisar y estandarizar los mecanismos de entrega de información del Sistema de Integridad de Ductos, y mejorar la trazabilidad, uniformidad y eficacia de la función supervisora del Osinergmin. Cabe recordar que, conforme al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, se define al Sistema de Integridad de Ductos como al sistema de gestión diseñado para administrar en forma integral la aplicación de las normas que rigen las actividades de hidrocarburos, con el objeto de disminuir los riesgos de fallas y los incidentes que atenten contra la seguridad y el ambiente, incidiendo en la sistematización de los procedimientos	En Desarrollo – El 30 de marzo de 2026 se publicó dicha propuesta. Actualmente, se encuentra etapa de comentarios por parte de los interesados.

y controles necesarios para ello, llevando en si su desarrollo, perfeccionamiento y mejora continua.

Prepublicación del Procedimiento para Licitaciones de Suministro de Electricidad en el marco de la Ley N° 28.832

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:

- 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.

En Desarrollo – 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.

B.4 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 y contraparte
4. Riesgo de liquidez

B.4.1 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.4.2 Riesgo de tasa de interés

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

Al 31 de marzo de 2026, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 77% a tasa fija y 23% tasa flotante.

B.4.3 Riesgo de crédito y contraparte

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 marzo de 2026, 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.4.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de marzo de 2026, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$842 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 70 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 Fénix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$75 millones. Adicionalmente, mantiene líneas giradas de corto plazo por US\$65 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$103 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de marzo de 2026, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 31 de marzo de 2026 Fénix 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.4.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de marzo de 2026 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\$116 mil, mientras que una caída en la tasa de referencia resultaría en una reducción de US\$116 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 nomenclaturales.

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.5. 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.5.1 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.

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.5.2 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	- 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	- Existencia de alternativas de acceso a agua contratadas para Nehuencho. - 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	- 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 CO ₂	Aumento de costos	Transición / Legal y de mercado	- Evaluación de escenarios de aumento del impuesto verde en la planificación energética. - Evaluación e implementación de medidas de eficiencia energética en centrales térmicas. - Evaluación de proyectos considerando un precio interno al carbono.

B.5.3 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. 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.6. 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
3. Debida diligencia en Derechos Humanos

B.6.1 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. Homogenización de los equipos
3. Problemas legales y litigios por discriminación
4. Acoso sexual en el entorno laboral
5. Falta de imparcialidad en el trato Cultura Organizacional

Colbún cuenta con una Política de Diversidad, Equidad e Inclusión consolidada, 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.

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. Lanzamos programas como Mujeres Trainee y Mentorías STEM, orientados a incrementar la participación femenina en áreas tradicionalmente masculinizadas y potenciar el liderazgo femenino.

B.6.2 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. **Conflicto por 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 social:** Protestas y movilizaciones organizadas por grupos locales, nacionales o internacionales, que pueden escalar a bloqueos, incidentes violentos o presión en medios 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.

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.6.3 Debida diligencia en Derechos Humanos

Colbún reconoce la relevancia de los Derechos Humanos tanto en su ámbito interno como en su entorno de operación o proyectos, considerando la naturaleza territorial de sus actividades y su interacción permanente con trabajadores, contratistas, comunidades y otros grupos de interés. En este contexto, la Compañía enfrenta riesgos inherentes asociados a dicha interacción, por lo que la debida diligencia en Derechos Humanos constituye un elemento clave para prevenir, mitigar y gestionar potenciales impactos sobre las personas.

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

1. Accidentes de personal interno y de proveedores en rutas peligrosas en traslados hacia o desde centrales alejadas
2. Accidentes fatales o no fatales de personas por caída o inmersión en canales
3. Acoso Sexual
4. Seguridad y salud mental debido a carga laboral y seguridad

La Compañía cuenta con una Política de Derechos Humanos y Empresas, que establece los lineamientos para la identificación, prevención y gestión de estos riesgos.

Asimismo, dispone de una **Línea de Denuncias**, confidencial y accesible, que permite reportar situaciones que puedan constituir vulneraciones a los Derechos Humanos, asegurando su adecuada gestión.

La gestión se complementa con un marco normativo robusto, que incluye, entre otros: Código de Ética, Política de Sostenibilidad, Política de Relaciones Comunitarias, Política de Abastecimiento, Código de Conducta de Proveedores, Política de Diversidad e Inclusión, Política de Gestión de Personas, Política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, Política de Donaciones, Política para la Contratación de Bienes y Servicios de Personas Expuestas Políticamente (PEP), Modelo de Prevención de Delitos y el Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad.

B.7. 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.