

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

31 de Marzo de 2024



1º TRIMESTRE 2024

ÍNDICE

1T24 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
Perspectivas de mediano plazo Chile	18
Perspectivas de mediano plazo Perú	18
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	19
Gestión de riesgo	21

Conference Call Resultados 1T24

Fecha: Viernes 3 de Mayo 2024
Hora: 12:00 PM Eastern Time
12:00 PM Chilean Time

USA: +1 718 866 4614
Chile: +562 2840 1484
Event Link:
<https://mm.closic.com/slides?id=106945>

Contacto Relación con Inversionistas:

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

Isidora Zaldivar.
izaldivar@colbun.cl
+ (56) 224604308

Macarena Güell M.
mguell@colbun.cl
+ (56) 2 24604084

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del primer trimestre del año 2024 (1T24) ascendieron a **US\$382,0 millones**, disminuyendo un 31% respecto a los ingresos registrados el primer trimestre del año 2023 (1T23), debido principalmente a (1) menores ventas a clientes libres en Chile, debido a la disminución en el precio promedio de venta de estos contratos producto de una caída en los indexadores, acompañado de menores ventas físicas en este segmento; (2) menores ventas a clientes regulados tanto en Chile como en Perú, explicado principalmente por el vencimiento de contratos de dicho segmento en dic23 y (3) menores ventas al mercado spot en Chile, mayormente debido al menor precio promedio de venta dada una mayor generación hidroeléctrica en el sistema.
- El **EBITDA** consolidado del 1T24 alcanzó **US\$147,5 millones**, disminuyendo un 23% respecto al EBITDA de US\$192,2 millones en 1T23. Esta disminución se explica principalmente por la caída en los ingresos de actividades ordinarias, explicadas anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por (1) un menor costo por consumo de gas en Chile, producto de la menor generación con dicho combustible debido a la mayor generación hidroeléctrica, y (2) los menores costos por compras de energía y potencia asociadas al vencimiento de contratos mencionado anteriormente.
- El **Resultado no operacional** el 1T24 presentó una pérdida de **US\$16,6 millones**, que se compara con la pérdida de US\$19,3 millones registrada en 1T23, principalmente asociado a menores gastos financieros producto de mayores activaciones asociadas al proyecto eólico Horizonte.
- El 1T24 registró un **gasto por impuestos** por **US\$21,1 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$30,4 millones en 1T23. Esta disminución se debe principalmente a la menor utilidad registrada en el periodo.
- La Compañía presentó en 1T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$58,8 millones**, comparado con una ganancia de US\$91,9 millones registrada durante 1T23, debido principalmente al menor EBITDA mencionado anteriormente. Dicho efecto, fue compensado parcialmente por (1) un menor gasto por impuesto, y (2) una menor pérdida no operacional registrada en el período.

Hechos destacados del trimestre

OPERACIÓN DE NUESTRAS CENTRALES:

- El 11 de enero del 2024, finalizó su mantenimiento mayor la Central Santa María, el que se extendió por 75 días. Dentro de las actividades principales realizadas en este mantenimiento mayor se encuentran: mejoras de los sistemas de control de las turbinas de vapor, cambio del rotor de la turbina de baja presión, cambio del diseño de las válvulas que controlan el ingreso de vapor de alta presión, inspección predictiva de la caldera, entre otras.
- El 20 de enero del 2024, volvió a entrar en operación la Unidad 1 del Complejo Nehuenco, en línea con lo informado al Coordinador Eléctrico tras el incendio de la unidad ocurrido el día 4 de agosto del 2023, mientras esta unidad se encontraba en mantenimiento mayor. La causa que originó el incendio fue la caída de una pieza de metal incandescente sobre una zona de filtros de material inflamable, en instantes en que se soldaba dicha pieza a la estructura de la zona de filtros. Gracias a la acción de la brigada de emergencias del Complejo y de los Bomberos de Quillota, el fuego fue contenido rápidamente sin registrarse personas lesionadas, ni expandirse a las otras áreas del Complejo.
- Durante el primer trimestre, la central térmica Fenix realizó su mantenimiento, lo cual implicó que la central estuviese fuera de servicio los últimos 16 días del mes de febrero. Este mantenimiento implicó la ejecución de las siguientes actividades: inspección de las tres turbinas, balanceo correctivo de la turbina de vapor, mantenimiento de auxiliares de las tres turbinas, mantenimiento preventivo de los equipos de planta, y mantenimiento anual del transformador de la turbina de vapor.

ESTRATEGIA COMERCIAL:

- El 31 de enero, Antofagasta Minerals y Colbún firmaron un contrato de suministro de energía 100% renovable para el proyecto "Nueva Centinela". El contrato, cuenta con una duración de 15 años y un suministro de hasta 912 GWh al año a partir de 2025.
- El 1 de marzo, Colbún reafirmó su compromiso ambiental con la firma de un nuevo contrato de suministro de energía 100% renovable con Codelco, el cual entrará en vigencia en enero de 2026 por 15 años, proporcionando hasta 1.100 GWh al año.
- Durante este año se han firmado contratos de venta de energía con 22 clientes por 2.070 GWh anuales.

AVANCES PROYECTOS:

- El 25 de enero, la central térmica Fenix, inició la operación de su primera planta de hidrógeno verde. Este proyecto, que incluye una planta fotovoltaica y un electrolizador, representa un avance significativo en el desarrollo y la promoción del hidrógeno limpio y renovable en Perú. Además, permitirá reemplazar el 100% del hidrógeno gris consumido por la central, reduciendo su huella de carbono en unas 70 toneladas de CO₂ equivalente al año.
- El 26 de enero, la Compañía inició el proceso de evaluación ambiental para el Parque Eólico Cuatro Vientos, en Llanquihue. Este parque constará de 48 aerogeneradores, con una capacidad instalada de hasta 360 MW.
- El 30 de enero, el Servicio de Evaluación Ambiental se pronunció respecto de la pertinencia ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) del Proyecto "Implementación Sistema Baterías Parque Fotovoltaico Diego de Almagro Sur 1", indicando que el proyecto no está obligado a someterse al SEIA. Destacar que esta pertinencia tenía como objetivo determinar el tipo de permiso ambiental necesario para la instalación de un sistema de almacenamiento de 1.000 MWh. Por otro lado, el proyecto piloto de baterías por 8 MW se encuentra en operación comercial desde el 8 de marzo de este año.
- El 31 de enero, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Arica y Parinacota anunció la aprobación del proyecto fotovoltaico y de almacenamiento de energía Celda Solar de la Compañía, que incluye una capacidad instalada de hasta 422 MW y un sistema de baterías de 240 MW durante 5 horas, con 1.200 MWh de energía.

- El 14 de marzo, Fenix ingresó el Proyecto Bayóvar a Estudios de Impacto Ambiental (EIA) a evaluación de la autoridad por una capacidad instalada máxima de 660 MW a construirse en 2 fases. Este parque eólico se encuentra ubicado en el departamento de Piura, y utiliza un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.
- Al primer trimestre 2024 se alcanzó el 80% de avance del proyecto eólico Horizonte. Por otro lado, el 28 de marzo, la Compañía ingresó al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental un proyecto de modificación, que aumentará en un 20% la capacidad actual. Esta ampliación, añadirá hasta 180 MW adicionales mediante la instalación de 24 nuevos aerogeneradores.

Hechos posteriores

DIVIDENDOS:

- Con fecha 25 de abril, la Junta Ordinaria de Accionistas aprobó repartir un dividendo definitivo por US\$27,0 millones, que sumado a los US\$169,8 millones pagados el 15 de diciembre de 2023, alcanza un total de US\$196,8 millones, que representa el 50% de la utilidad líquida distribuable del año 2023.

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 1T23 y 1T24.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Ventas	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
Total Ventas Físicas (GWh)	3.363	3.131	(7%)
Cientes Regulados	621	248	(60%)
Cientes Libres	2.438	2.330	(4%)
Ventas en el Mercado Spot	304	553	82%
Potencia (MW)	1.629	1.336	(18%)

Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
Total Generación (GWh)	3.445	3.224	(6%)
Hidráulica	956	1.624	70%
Térmica	2.274	1.398	(39%)
Gas	1.641	831	(49%)
Diésel	23	2	(91%)
Carbón	611	565	(7%)
ERFV	216	202	(6%)
Eólica*	19	21	10%
Solar**	197	181	(8%)
Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	304	553	82%

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

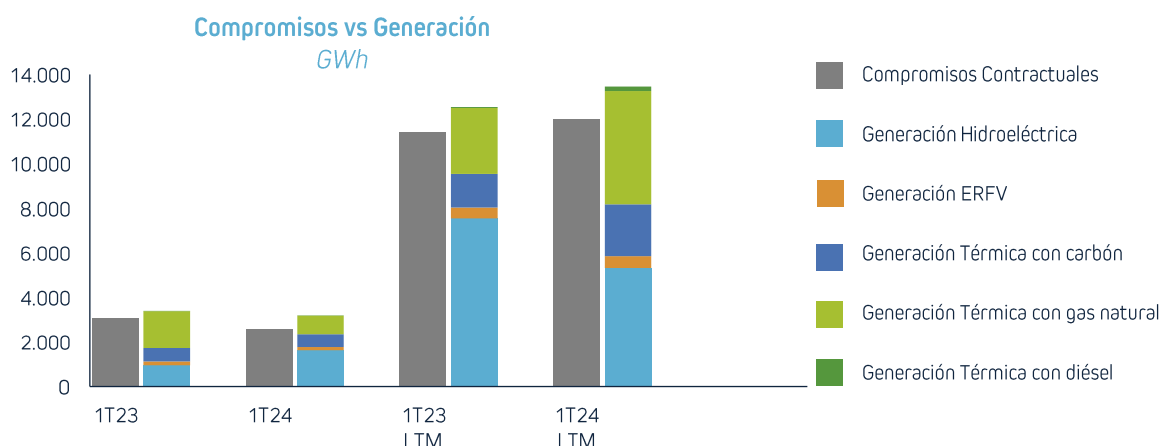
(**): Incluye la energía comprada a la central Imelsa.

ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 1T24 alcanzaron **3.131 GWh**, disminuyendo un 7% en comparación con el 1T23, esta diferencia es explicada principalmente por (1) una menor venta a clientes regulados debido al vencimiento de contratos en este segmento en dic23 y (2) menores ventas físicas a clientes libres asociadas a un menor consumo registrado este trimestre en clientes de la industria minera. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas al mercado spot.

Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **3.224 GWh**, disminuyendo un 6% respecto al 1T23, debido fundamentalmente a la menor generación térmica (-876 GWh), la cual se explica principalmente por la menor generación en base a gas (-810 GWh) dado el menor despacho económico y la indisponibilidad de la unidad 1 del complejo Nehuenco hasta el 20 de enero producto del incendio ocurrido en 3T23. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidroeléctrica (+668 GWh), debido a favorables condiciones hidrológicas observadas desde junio del año 2023.

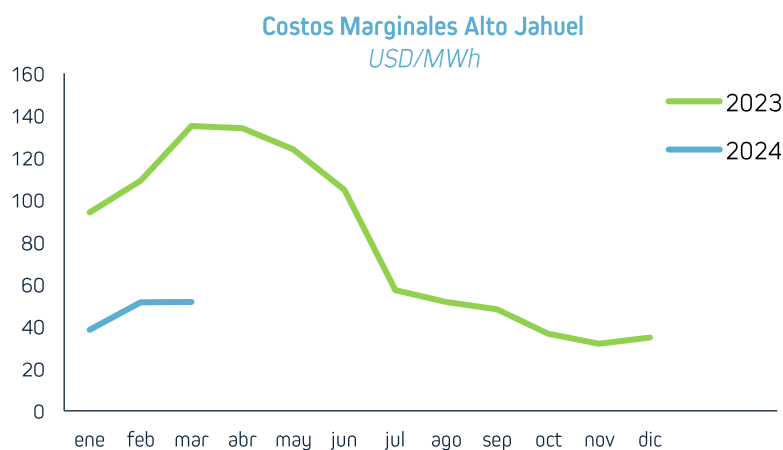
El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por **553 GWh**, aumentando un 82% respecto a lo registrado en el 1T23. Esta variación se explica principalmente por el menor consumo de clientes regulados y libres mencionado anteriormente.



Mix de generación en Chile: A mar-24, el año hidrológico (abr23-mar24), finalizó con superávits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los superávits fueron: Maule: +43%; Laja: +37%; Biobío: +21%; Por otro lado, hubo déficits en Chapo: -2% y cuenca del Aconcagua: -18%. Los costos marginales promedio registraron caídas cercanas al 60%, siendo el medido en Alto Jahuel el que presentó la mayor disminución, US\$114,5/MWh en 1T23 a US\$47,2/MWh en 1T24.

Tabla 2: Generación del SEN

Generacion SEN	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T23	1T24	
Total Generación (GWh)	20.870	21.653	4%
Hidráulica	4.243	6.086	43%
Gas	4.995	3.380	(32%)
Diésel	247	48	(81%)
Carbón	3.584	3.532	(1%)
Eólica	2.296	2.473	8%
Solar	4.832	5.309	10%
Otros	673	825	23%



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 1T23 y 1T24.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Ventas	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
Total Ventas Físicas (GWh)	950	817	(14%)
Clientes Regulados	505	298	(41%)
Clientes Libres	363	281	(23%)
Ventas en el Mercado Spot	82	239	-
Potencia (MW)	570	571	0%
Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
Total Generación (GWh)	969	771	(20%)
Gas	969	771	(20%)
Compras en el Mercado Spot (GWh)	5	66	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	77	173	-

● **Las ventas físicas** durante el 1T24 alcanzaron **817 GWh**, disminuyendo en 14% respecto al 1T23, principalmente por (1) menores ventas a los clientes regulados debido a la ejecución de opciones que alargan la vida de contratos vigentes, a costa de una menor potencia contratada anual y (2) menores ventas a clientes libres debido al término de contratos de este segmento en dic23. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas al mercado spot.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **771 GWh**, disminuyendo un 20% respecto al 1T23, principalmente debido al mantenimiento de la central, lo cual implicó que la está estuviese fuera de servicio los últimos 16 días del mes de febrero.

● El **balance en el mercado spot** del 1T24 registró ventas netas por **173 GWh**, en comparación con las ventas netas por 77 GWh durante el 1T23, debido principalmente al menor consumo de clientes bajo contrato mencionado anteriormente.

● **Mix de generación en Perú:** La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú, CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 10% al mes de marzo del año 2024 vs. 78% al mes de marzo del año 2023.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 10% en comparación a mar-23 debido principalmente a una mayor hidrología. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó en un 15% a mar-24 en comparación a mar-23 debido principalmente a la mayor producción hidráulica debido a las condiciones hidrológicas anteriormente mencionadas.

La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 1T24 fue de 4% respecto al 1T23, debido al incremento de demanda minera y del segmento regulado. El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 1T24 alcanzó los US\$31/MWh aproximadamente, en línea con los US\$32/MWh, registrados durante el 1T23.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 1T23 y 1T24.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	554,6	382,0	(31%)
Venta a Clientes Regulados	123,3	49,8	(60%)
Venta a Clientes Libres	305,3	243,4	(20%)
Ventas de Energía y Potencia	108,3	73,1	(33%)
Otros Ingresos	17,6	15,7	13%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(323,6)	(196,4)	(39%)
Peajes	(38,4)	(34,2)	(11%)
Compras de Energía y Potencia	(32,9)	(10,8)	(67%)
Consumo de Gas	(178,6)	(94,0)	(47%)
Consumo de Petróleo	(7,4)	(1,0)	(87%)
Consumo de Carbón	(45,7)	(33,5)	(27%)
Otros	(20,6)	(23,0)	12%
MARGEN BRUTO	231,0	185,6	(20%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(22,2)	(21,3)	(4%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(16,6)	(16,9)	2%
Gastos por Depreciación y Amortización	(50,6)	(50,9)	1%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	141,6	96,5	(32%)
EBITDA	192,2	147,5	(23%)
Ingresos Financieros	15,4	15,3	(0%)
Gastos Financieros	(23,1)	(18,4)	(21%)
Diferencias de Cambio	1,0	0,6	(37%)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	4,0	3,0	(25%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(16,5)	(17,1)	4%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(19,3)	(16,6)	(14%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	122,3	79,9	(35%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(30,4)	(21,1)	(31%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	91,9	58,8	(36%)
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	87,9	58,6	(33%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	4,1	0,2	(95%)

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

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	dic-23	mar-24
Chile (CLP / US\$)	877,12	981,71
Chile UF (CLP/UF)	36.789,36	37.093,52
Perú (PEN / US\$)	3,71	3,72

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T23 y 1T24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	495,0	331,1	(33%)
Venta a Clientes Regulados	83,1	26,1	(69%)
Venta a Clientes Libres	290,1	228,2	(21%)
Ventas de Energía y Potencia	106,5	64,5	(39%)
Otros Ingresos	15,4	12,3	(20%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(293,7)	(167,9)	(43%)
Peajes	(37,4)	(32,8)	(12%)
Compras de Energía y Potencia	(31,2)	(9,4)	(70%)
Consumo de Gas	(154,3)	(71,0)	(54%)
Consumo de Petróleo	(7,4)	(0,9)	(87%)
Consumo de Carbón	(45,7)	(33,5)	(27%)
Otros	(17,7)	(20,2)	14%
MARGEN BRUTO	201,4	163,2	(19%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(19,7)	(18,8)	(5%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(14,6)	(14,8)	1%
Gastos por Depreciación y Amortización	(41,6)	(42,1)	1%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	125,5	87,5	(30%)
EBITDA	167,1	129,7	(22%)

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

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 1T24 ascendieron a **US\$331,1 millones**, disminuyendo un 33% respecto a los ingresos de US\$495,0 millones registrados el 1T23, debido principalmente a (1) menores ventas a clientes libres producto del menor precio promedio de venta, dada la baja en el valor de los indexadores de dichos contratos, acompañado por menores ventas físicas en este segmento, (2) menores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente al vencimiento de contratos en este segmento y (3) menores ventas al mercado spot, explicado principalmente por un menor precio promedio de venta.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 1T24 totalizaron **US\$167,9 millones**, disminuyendo un 43% respecto al 1T23, principalmente producto de (1) los menores costos de consumo de gas asociados a una menor generación a partir de dicho combustible, (2) los menores costos por compras de energía y potencia, principalmente debido a las menores compras de potencia dada la caída de contratos mencionada anteriormente y (3) menores costos de consumo de carbón explicados por el menor precio promedio de este combustible en comparación con el 1T23.

● El **EBITDA** del 1T24 alcanzó **US\$129,6 millones**, disminuyendo un 22% respecto al EBITDA de US\$167,1 millones al 1T23, debido principalmente a los menores ingresos de actividades ordinarias, parcialmente compensados por menores costos de materias primas y consumibles mencionados anteriormente.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 1T23 y 1T24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	59,6	50,9	(15%)
Ventas a Clientes Regulados	40,2	23,8	(41%)
Venta a Clientes Libres	15,3	15,2	(0%)
Ventas de Energía y Potencia	1,8	8,6	-
Otros Ingresos	2,2	3,4	51%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(29,9)	(28,5)	(5%)
Peajes	(1,0)	(1,3)	30%
Compras de Energía y Potencia	(1,7)	(1,3)	(19%)
Consumo de Gas	(24,3)	(23,0)	(5%)
Consumo de Diésel	0,0	(0,0)	-
Otros	(3,0)	(2,8)	(4%)
MARGEN BRUTO	29,6	22,3	(25%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(2,5)	(2,5)	(2%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(2,1)	(2,3)	12%
Gastos por Depreciación y Amortización	(9,0)	(8,8)	(1%)
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	16,0	8,7	(46%)
EBITDA	25,0	17,6	(30%)

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

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 1T24 ascendieron a **US\$50,9 millones**, disminuyendo un 15% respecto a los ingresos registrados en 1T23 por US\$59,6 millones, principalmente debido a menores ventas a clientes regulados producto de la menor potencia contratada anual asociado al vencimiento de contratos en este segmento. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas de energía y potencia al mercado spot producto de las menores ventas físicas a clientes bajo contrato.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 1T24 alcanzaron **US\$28,5 millones**, disminuyendo un 5% respecto al 1T23, principalmente por los menores costos de consumo de gas asociados a una menor generación a partir de dicho combustible asociada a la indisponibilidad de la central producto de su mantenimiento a finales de febrero.

● El **EBITDA** totalizó **US\$17,6 millones** al 1T24, registrando una disminución de un 30% respecto al EBITDA de US\$25,0 millones registrado en el 1T23, principalmente debido a las menores ventas a clientes regulados mencionada anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores costos de consumo de gas.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 1T23 y 1T24. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
Ingresos Financieros	15,4	15,3	(0%)
Gastos Financieros	(23,1)	(18,4)	(21%)
Diferencias de Cambio	1,0	0,6	(37%)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	4,0	3,0	(25%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(16,5)	(17,1)	4%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(19,3)	(16,6)	(14%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	122,3	79,9	(35%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(30,4)	(21,1)	(31%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	91,9	58,8	(36%)
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	87,9	58,6	(33%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	4,1	0,2	(95%)

- El **Resultado no operacional** el 1T24 presentó una pérdida de **US\$16,6 millones**, que se compara con la pérdida de US\$19,3 millones registrada en 1T23, principalmente asociado a menores gastos financieros producto de mayores activaciones asociadas al proyecto eólico Horizonte.
- El 1T24 registró un **gasto por impuestos** por **US\$21,1 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$30,4 millones en 1T23. Esta disminución, se debe principalmente a la menor utilidad registrada en el periodo.
- La Compañía presentó en 1T24 una **ganancia** que alcanzó los **US\$58,8 millones**, comparado con una ganancia de US\$91,9 millones registrada durante 1T23, debido principalmente al menor EBITDA mencionado anteriormente. Dicho efecto, fue compensado parcialmente por (1) un menor gasto por impuesto registrado en el período y (2) una menor pérdida no operacional.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

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

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

	dic-23	mar-24	Var	Var %
Activos corrientes	1.426,2	1.422,0	(4,2)	(0%)
Activos no corrientes	5.234,5	5.258,3	23,8	0%
TOTAL ACTIVOS	6.660,7	6.680,3	19,6	0%
Pasivos corrientes	470,8	448,7	(22,1)	(5%)
Pasivos no corrientes	3.092,6	3.078,7	(13,9)	(0%)
Patrimonio neto	3.097,3	3.152,9	55,6	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.660,7	6.680,3	19,6	0%

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.422,0 millones** a mar-24, en línea con los activos corrientes registrados al cierre de dic-23.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.258,3 millones** a mar-24 en línea con los activos no corrientes registrados al cierre de dic-23.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$448,7 millones** a mar-24, disminuyendo un 5% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-23, principalmente debido a (1) menores niveles de cuentas por pagar asociadas principalmente al pago de compras de energía y potencia en el mercado spot, y servicios complementarios (2) menor provisión de beneficio a los empleados, y (3) menor deuda financiera de corto plazo producto del pago de amortización e intereses en Perú y Chile.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.078,7 millones** al cierre de mar-24, en línea respecto al saldo registrado a dic-23.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.152,9 millones**, aumentando un 2% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-23 principalmente debido a las ganancias registradas durante el año.

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

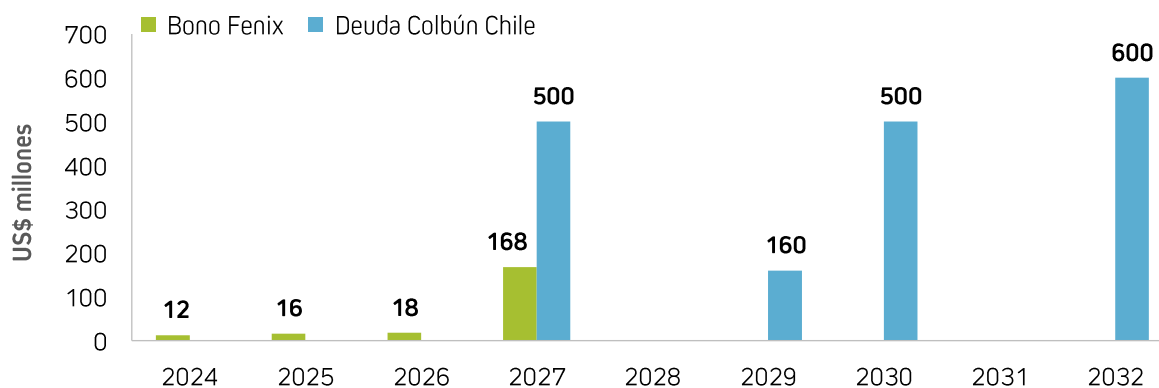
	dic-23	mar-24	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.123,3	2.101,8	(21,5)	(1%)
Inversiones Financieras**	1.031,1	990,1	(41,0)	(4%)
Deuda Neta	1.092,2	1.111,6	19,4	2%
EBITDA LTM	713,9	669,2	(44,7)	(6%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,5	1,7	0,1	9%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$214,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$11,3 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$92,9 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidra; y (4) líneas de crédito por US\$25,0 millones.

(**) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada incluye: (1) el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros; y (2) una inversión en una cartera de renta fija, que por tener plazo de inversión inferior a 1 año se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros No Corrientes" en los Estados Financieros.

Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	5,7 años
Tasa promedio	3,8%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

Tabla 12: Indicadores Financieros

Indicador	dic-23	mar-24	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,03	3,17	5%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,81	2,97	5%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,15	1,12	-3%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	13,21%	12,72%	-4%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	86,79%	87,28%	1%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	7,42	7,27	-2%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	13,04%	11,76%	-10%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	5,91%	5,45%	-8%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	10,41%	9,44%	-9%

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 **3,17x** y **2,97x** a mar-24, aumentando ambas un 5% respecto al valor a dic-23, principalmente debido a los menores pasivos corrientes asociados mayormente a (1) menores niveles de cuentas por pagar asociadas principalmente al pago de compras de energía y potencia, (2) menor provisión de beneficio a los empleados y (3) la menor deuda financiera de corto plazo de la Compañía.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,12x** a mar-24, disminuyendo un 3% respecto al valor de 1,15x a dic-23 principalmente producto de los menores niveles de pasivos corrientes, debido a las razones mencionadas anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a mar-24 fue de **12,72%**, disminuyendo un 4% respecto al valor de 13,21% a dic-23, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes mencionados anteriormente, mientras que los pasivos no corrientes se mantuvieron en línea respecto a los montos de dic-23.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a mar-24 fue de **87,28%**, aumentando un 1% respecto al valor de 86,79% a dic-23, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes mencionada anteriormente, mientras que los pasivos no corrientes se mantuvieron en línea respecto a los montos de dic-23.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a mar-24 fue de **7,27x**, disminuyendo un 2% respecto al valor de 7,42x obtenido a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a mar-24 fue de **11,76%**, disminuyendo un 10% respecto del valor de 13,04% registrado a dic-23. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad del Activo** a mar-24 fue de **5,45%**, registrando una disminución de 8% con respecto del valor de 5,91% a dic-23, esencialmente producto de las menores ganancias registradas en el periodo.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a mar-24 fue de **9,44%**, disminuyendo un 9% respecto del valor de 10,41% a dic-23, principalmente producto de un aumento en propiedad, planta y equipos, asociado al avance del proyecto eólico Horizonte, sumando a un menor resultado operacional registrado en el periodo.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T23	1T24	T/T
Efectivo Equivalente Inicial*	1.154,5	1.031,1	(11%)
Flujo Efectivo de la Operación	77,9	74,7	(4%)
Flujo Efectivo de Financiamiento	(46,8)	(47,6)	2%
Flujo Efectivo de Inversión**	(122,1)	(46,6)	(62%)
Flujo Neto del Período	(91,0)	(19,5)	(79%)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(1,6)	(21,4)	-
Efectivo Equivalente Final	1.061,9	990,1	(7%)

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

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

Durante el 1T24, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$19,5 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$91,0 millones del 1T23.

● **Actividades de la operación:** Durante el 1T24 se generó un flujo neto positivo de **US\$74,7 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$ 77,9 millones al 1T23 explicado principalmente por menores ingresos operacionales registrados durante el periodo.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$47,6 millones** durante el 1T24, en línea con el flujo neto negativo de US\$46,8 millones registrado al 1T23.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$46,6 millones** durante el 1T24, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$122,1 millones al 1T23, principalmente explicado por los menores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte, en relación con los mismos desembolsos para este proyecto durante el 1T23.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3,991 MW conformada por 2.134 MW en unidades térmicas, 1.627 MW en unidades hidráulicas y 230 MW de parques solares. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa aproximadamente un 15% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 5% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

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

7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A mar-24, el último mes del año hidrológico (abr23-mar24), presentó superávits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los superávits fueron: Maule: +43%; Laja: +37%; Biobío: +21%; Por otro lado, hubo déficits en Chapo: -2% y cuenca del Aconcagua: -18%. En comparación con el año hidrológico anterior, las cuencas del Aconcagua, Maule, Laja, Biobío y Canutillar presentaron variaciones positivas en las precipitaciones de +64%, +60%, +54%, +20% y +8% respectivamente. En términos de energía afluente, el año hidrológico finalizó con una Probabilidad de Excedencia de 57%.

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

Este año se han firmado contratos de venta de energía con 22 clientes por 2.070 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro de energía renovable para Codelco, por un total de 1.100 GWh anuales por 15 años a partir de enero 2026, y con Antofagasta Minerals asociado al proyecto "Nueva Centinela", por un total de hasta 912 GWh anuales a partir del año 2025 por 15 años.

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

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Hasta el primer trimestre del 2024, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 10%, siendo 78% el valor registrado el año 2023.

En 1T24 la demanda eléctrica aumentó alrededor de un 4% en relación con el mismo período del año 2023, debido principalmente al incremento de la demanda minera y del segmento regulado. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 1T24 se registró un incremento de la demanda eléctrica aproximadamente en un 2% debido a incremento de demanda regulada.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 1T24 alcanzó los US\$31/MWh aproximadamente, en línea con los US\$32/MWh, registrados durante el 1T23.

7.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

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

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

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

Proyectos de Generación en desarrollo en Chile

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Horizonte	816 MW	Eólica	Región Antofagasta	Construcción
Celda Solar	422 MW + 1.200 MWh	Solar + Baterías	Región de Arica y Parinacota	EIA aprobado
BESS Diego de Almagro	1.000 MWh	Baterías	Región de Atacama	EIA aprobado
Inti Pacha	750 MW + 2.000 MWh	Solar + Baterías	Región de Antofagasta	EIA aprobado
Jardín Solar	537 MW + 1.000 MWh	Solar + Baterías	Región de Tarapacá	EIA aprobado
Cuatro Vientos	360 MW	Eólica	Región de los Lagos	EIA en tramitación
Junquillos	473 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Ampliación Horizonte	180 MW	Eólica	Región del Biobío	DIA en tramitación
Nueva Subestación Seccionadora Lullaillaco	500kV	Transmisión	Región Antofagasta	Ingeniería y Permisos

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

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

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

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

Al primer trimestre 2024 se alcanzó el 80% de avance del proyecto. Sigue avanzando el montaje de las turbinas, alcanzando el “*mechanical completion*” de 68 aerogeneradores. Además, terminó el proceso de construcción de caminos internos y plataformas de los aerogeneradores. Las subestaciones, líneas de transmisión y redes de media tensión, tienen un avance acumulado de 93% con respecto a las obras eléctricas completas. En total, se han descargado a la fecha 851 componentes principales en el sitio de aerogeneradores, entre palas, torres, bujes, hubs y generadores. (Cabe destacar el desafío que ha sido transportar los componentes sobredimensionados de los aerogeneradores desde el Puerto Angamos en Mejillones hasta el Proyecto, 170 km al sur de La Negra - Antofagasta, debido a la escasez de escoltas policiales disponibles para estos traslados. Desde diciembre 2023, se ha observado una mejora en la frecuencia de transportes de componentes de aerogeneradores, luego de la implementación de escoltas privadas para ciertos tramos de la ruta de transporte).

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

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

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

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

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

Actualmente, se encuentra en proceso de cierre de licitaciones y definición del caso de negocio para presentar los antecedentes y tomar la decisión de inversión.

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

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

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Inti Pacha I, II y III (250 MW cada fase + 2.000 MWh):** Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 75 km al este de Tocopilla, en la comuna de María Elena de la Región de Antofagasta, y utiliza un área total de aproximadamente 1.000 ha.

El proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar en tres fases, que cuenta con una capacidad instalada cercana a 250 MW por fase y una generación anual total de aproximadamente 2.000 GWh considerando las tres fases, que será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de una extensión aproximada de 3 km, conectándose a la subestación Crucero.

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

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

El Coordinador Eléctrico Nacional aprobó, en 1T23 la Solicitud de Autorización Conexión del proyecto a la S/E Crucero con plazo para Declararse en construcción en abril 2024.

En 1T24 el Servicio de Evaluación Ambiental se pronunció respecto de la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (en adelante “SEIA”) del Proyecto “Sistema de almacenamiento de energía en el PF Inti Pacha”, indicando que no está obligado a someterse al SEIA.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico y BESS Jardín Solar (537 MW + 1.000 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 537 MW a construir en 2 etapas de 263 MW y 274 MW respectivamente y una generación anual promedio de aproximadamente 1.500 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sureste de la localidad de Pozo Almonte, en la comuna de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 1.000 ha.

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

El proyecto obtuvo su RCA el 3T21.

En 1T24 el Servicio de Evaluación Ambiental se pronunció respecto de la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (en adelante “SEIA”) del Proyecto “Sistema de Almacenamiento de Energía en el PF Jardín Solar”, indicando que no está obligado a someterse al SEIA.

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

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

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

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

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

Durante el 1T24, en el marco de la tramitación ambiental del proyecto, se preparó la Adenda 2 del EIA para ingresar en el SEIA en junio 2024. Actualmente, se encuentra en proceso de consulta indígena por parte del SEA.

En 1T24 se desarrolló la Participación Ciudadana (PAC) y revisión del EIA por 21 Servicios, con 17 oficios emitidos.

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

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

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

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

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, mediante el seccionamiento de la línea 2x500 kV Parinas – Cumbre, con sus respectivos paños de línea y patio en 500 kV. Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Llullaillaco, manteniendo, al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La S/E se ubicará en la Provincia de Taltal, Región de Antofagasta a 170 kms. al sur de Antofagasta, al costado de la Ruta 5 Norte en el kilómetro 1204, en un terreno que tiene una superficie de 25 hectáreas.

El plazo total del proyecto es 36 meses a partir de la publicación del decreto de adjudicación.

Durante el primer trimestre se avanzó en la realización de campañas medio ambientales y de medio humano, como parte de la preparación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la que se espera ingresar al SEIA en septiembre 2023.

Se estima el inicio de la construcción en el primer trimestre de 2025 y la puesta en servicio para el primer trimestre de 2027.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 1T24, Colbún continúa avanzando en el portafolio de opciones de proyectos eólicos, solares, y baterías que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos representan proyectos altamente competitivos, en donde se escogen zonas con el mejor recurso energético, con bajo conflicto socioambiental, con menores costos de inversión y terrenos distribuidos a lo largo del país.

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

Proyectos de Generación en desarrollo en Perú

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada (max)	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Bayóvar	660 MW	Eólica	Departamento de Piura	EIA en tramitación
Tres Quebradas	238 MW	Eólica	Departamento de Arequipa	EIA en tramitación
Algarrobal	400 MW	Solar	Departamento de Moquegua	EIA en desarrollo
Naylamp	238 MW	Eólica	Departamento de Lambayeque	EIA en desarrollo

● **Proyecto Eólico Bayóvar (660 MW):** El Proyecto Bayóvar considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 660 MW a construirse en 2 fases de aproximadamente 250 MW (fase 1) y 410 MW (fase 2). Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 940 GWh (fase 1) y 1.400 GWh (fase 2). Este parque eólico se encuentra ubicado a 46 km al suroeste de la ciudad de Sechura, en la comunidad de San Martín de Sechura en el departamento de Piura, y utiliza un área total de aproximadamente 8.800 ha de propiedad privada.

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

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

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24 y actualmente se encuentra en revisión por parte del Servicio Nacional de Certificación Ambiental.

● **Proyecto Eólico Tres Quebradas (238 MW):** El Proyecto Tres Quebradas considera la instalación de un parque de generación eólica que contará con una capacidad instalada cercana a 238 MW. Se estima que la generación anual promedio del proyecto será de aproximadamente 833 GWh. Este parque eólico se encuentra ubicado a 23 km al sur de la localidad de Acarí, en el distrito de Bella Unión en el departamento de Arequipa, y utiliza un área total de aproximadamente 3.600 ha de propiedad del Estado Peruano.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica, que se inicia en la subestación asociada al parque, y posee una extensión aproximada de 78 km, conectándose en 220 kV a la subestación Poroma, ubicada 13 km al suroeste de la ciudad de Poroma.

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se ingresó a tramitación el 1T24 y actualmente se encuentra en revisión por parte del Ministerio de Energía y Minas.

● **Proyecto Solar Algarrobal (400 MW):** El Proyecto Algarrobal considera la instalación de un parque de generación solar que contará con una capacidad instalada cercana a 400 MW a construirse en 2 fases de aproximadamente 250 MW (fase 1) y 150 MW (fase 2). Se estima que la generación anual promedio del total del proyecto será de aproximadamente 1.230 GWh. Este parque solar se encuentra ubicado a 60 km al suroeste de la ciudad de Moquegua, en los distritos de El Algarrobal y Moquegua, en el departamento de Moquegua, y utiliza un área total de aproximadamente 760 ha de propiedad del Estado Peruano.

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

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

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

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

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

El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto se encuentra actualmente en etapa de preparación de la documentación.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

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

B. Factores de Riesgo

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

◆ B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

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

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

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

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

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

Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

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

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

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

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

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

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

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

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

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

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

B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector energético, donde los proyectos de inversión tienen plazos considerables en lo relativo a la obtención de permisos, el desarrollo, la ejecución y el retorno de la inversión. Colbún estima que los cambios regulatorios deben hacerse considerando las complejidades del sistema eléctrico y manteniendo los incentivos adecuados para la

inversión. Es importante disponer de una regulación que entregue reglas claras y transparentes, que consoliden la confianza de los agentes del sector.

Chile

Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030

El 22 de diciembre de 2023, inició la consulta pública del Plan que define la Hoja de Ruta para el despliegue de esta industria, conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, el territorio y las comunidades. El Plan se hizo en coordinación con distintos organismos, ministerios, gobernanzas locales y empresas privadas, intentando abarcar todos los aspectos que inciden en los proyectos de hidrógeno verde. Las 111 medidas contenidas en este plan se enfocan en 8 líneas de acción: (1) Habilitación y promoción del mercado; (2) Infraestructura habilitante; (3) Participación, información y educación; (4) Sistema de permisos; (5) Sustentabilidad de la industria; (6) Despliegue territorial; (7) Desarrollo de capacidades, conocimientos y habilidades; y (8) Posicionamiento internacional. El período de consulta pública finalizó el 13 de febrero.

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

- Liberalización Umbral 300 kW: El 13 de diciembre de 2023, el Ministerio de Energía presentó una solicitud al TDLC para que elaborara un informe respecto de la rebaja del umbral de potencia conectada para optar a régimen de precio libre a 300 kW, en concordancia con lo expuesto en el Art. 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Tribunal recibió antecedentes hasta el 24 de febrero, haciéndose presente más de 20 entidades en el proceso. Esta causa es relevante para Colbún pues, es de particular interés el desarrollo de regulación preventiva que acompañe el proceso de liberalización progresiva del mercado minorista chileno, con el objeto de asegurar condiciones adecuadas de competencia entre los agentes comercializadores de energía.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

1. **El Proyecto de Ley de Transición Energética** se encuentra en primer trámite legislativo en la Comisión de Minería y Energía del Senado, y fue aprobado en general por la sala del Senado. En esta etapa el ejecutivo ingresó indicaciones que tienen como objetivo focalizar el proyecto en 3 puntos:
 - Reasignación de ingresos tarifarios: Mantiene la propuesta de la creación del concepto de ingresos tarifarios extraordinarios. Durante 2024, y mientras se dicte el reglamento que definirá la metodología de cálculo y reasignación, los ingresos tarifarios extraordinarios serán aquellos que superen el 10% del VATT del sistema nacional. Estos serán reasignados por el Coordinador a las empresas generadoras que hayan presentado mayores diferencias de precio entre sus inyecciones y retiros de energía, en las horas en que simultáneamente inyecta y retira.
 - Desarrollo de obras urgentes de expansión del sistema de transmisión: El Ministerio de Energía podrá excluir obras del proceso de planificación de la transmisión, pudiendo disponer que se ejecuten mediante decreto exento dado su carácter de necesarias y urgentes. Se mantiene respecto del proyecto original que en las obras de ampliación serán los propietarios los encargados del proceso de licitación y el proceso de revisión de VI de obras de ampliación adjudicadas.
 - Licitación de sistemas de almacenamiento de energía: Se define como un mecanismo único, y la capacidad por licitar no podrá ser superior a 500 MW. El mecanismo contempla dos licitaciones, una de infraestructura que adjudica los derechos construcción y explotación de los activos, y otra de servicio que contempla la adquisición de los derechos comerciales en los mercados de energía, potencia, y servicios complementarios. No considera cobertura o pago desde el segmento de clientes.

Igualmente, los senadores ingresaron indicaciones al proyecto dentro de las que destacan: mecanismos alternativos de reasignación de ingresos tarifarios, y la facultad de que empresas generadoras puedan proponer y financiar obras de ampliación en instalaciones de transmisión a su costo y riesgo.

Actualmente, los senadores están consensuando junto al ejecutivo las indicaciones que abordan las mismas materias del proyecto. El proyecto se encuentra con suma urgencia.

2. **Evaluación Ambiental 2.0:** El miércoles 10 de enero de 2024 el Ejecutivo ingresó este proyecto al Senado, el cual busca fortalecer la institucionalidad ambiental contenida en la ley 19.300, mejorar su eficiencia entregando certeza y previsibilidad y modificar cuerpos legales asociados. Sus principales propuestas son:
 - Participación temprana voluntaria: los inversionistas podrán mejorar el diseño de sus proyectos en etapas tempranas, previo el ingreso al sistema.
 - Tecnificación de las decisiones: dota de mayores atribuciones al SEA y elimina instancias políticas, como el Comité de Ministros y las Comisiones de Evaluación Ambiental (COEVA).
 - Establece una sola vía de impugnación para evitar tiempos excesivos y reenvíos entre tribunales y administración.

Actualmente el proyecto se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia simple, siendo revisado por la Comisión de Medio Ambiente, Cambio Climático y Bienes Nacionales.

3. **Sistema Inteligente de Permisos:** El lunes 15 de enero de 2024 el Ejecutivo ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto que busca simplificar y reducir el tiempo de tramitación de permisos sectoriales. Sus principales propuestas son:
 - Establecimiento de un marco normativo común para la tramitación y regulación de autorizaciones sectoriales.
 - Creación del “Sistema para la Regulación y Evaluación Sectorial”, organismo que busca avanzar a hacia un régimen de autorizaciones más coherente, integrado y moderno.
 - Creación del “Servicio para la Regulación y Evaluación Sectorial”, institucionalidad que velará por el progresivo perfeccionamiento de la normativa sectorial y el correcto funcionamiento del Sistema.
 - Establecimiento de normas procedimentales mínimas y un Sistema de Información Unificado de Permisos Sectoriales.
 - Modificación de 37 cuerpos normativos, apuntando a la eficiencia administrativa y reducción de tiempos.

Actualmente el proyecto se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia calificada de suma, siendo revisado por la Comisión de Economía en la Cámara de Diputados. El 9 de abril de 2024 la comisión aprobó en general el proyecto, por lo que ahora entra a la etapa de discusión en particular, abriendo espacio para indicaciones.

Anuncios: Modificación al Reglamento de Coordinación y Operación

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

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

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

Las asociaciones gremiales estarán presentadas sus propuestas entre el 16 de abril y el 14 de mayo. La modificación de este reglamento es muy relevante, dado las materias que son reguladas en el y por la ventana de participación que abrió el ministerio para su diseño.

Leyes Promulgadas

El 8 de abril de 2024 se publicó la Ley Marco de Ciberseguridad (Ley 21.663) que establece la institucionalidad, principios y la normativa general de ciberseguridad para organismos del Estado e instituciones determinadas. Conforme a lo establecido en la ley, ésta se aplicará a instituciones privadas que realicen actividades de generación, transmisión o distribución eléctrica, por considerarse servicios esenciales. Por esto, las obligaciones y deberes que emanan de esta ley son de especial interés de Colbun.

El 10 de abril de 2024 el Senado aprobó el proyecto de Ley de Normalización Tarifaria, el cual contempla medidas para descongelar gradualmente las tarifas de suministro eléctrico. Para ello realiza modificaciones principalmente a la Ley 21.472:

- Extiende la vigencia del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) hasta el 2035 y aumenta los recursos contabilizados para la operación del MPC desde 1.800 a 5.500 MMUSD.
- Habilita el financiamiento mediante el FET de un subsidio transitorio para clientes residenciales vulnerables.
- Permite que las diferencias derivadas de las variaciones mensuales del precio de los contratos sean reconocidas como documentos de pago, acorde al mecanismo MPC.
- Descongela las tarifas de distribución (VAD) de forma gradual.

De los acuerdos derivados de la discusión parlamentaria, se definió la creación de una Mesa Técnica que sesionará durante 4 meses con el fin de buscar alternativas para aumentar el monto anual de subsidio transitorio, así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados.

Plan de Descarbonización

El 25 de enero de 2024 finalizaron las mesas de trabajo en torno a la creación de una Hoja de Ruta para la descarbonización con foco al 2030. Iniciativa liderada por los Ministerios de Energía y Medio Ambiente. Las mesas de trabajo están centradas en tres temáticas:

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

Adicionalmente, el 25 de marzo de 2024 se realizó la primera reunión del Comité de Carbono Neutralidad y Resiliencia, instancia convocada por los Ministerios del Medio Ambiente, Economía, Energía y Ciencia. El comité está compuesto por 19 personas del sector privado, la academia y la sociedad civil, los cuales tendrán el objetivo de apoyar técnicamente a los ministerios en el proceso de acelerar la transición hacia la carbono-neutralidad y fortalecer la resiliencia de la economía. Esta instancia trabajará durante 5 meses en aproximadamente 15 medidas o acciones de corto plazo, de gran impacto en la carbono neutralidad, impulsadas principalmente por el sector privado, y que consideren materias que no estén abordadas actualmente en otros procesos.

Perú

Medidas para la Reactivación Económica

El 11 de noviembre de 2023, el Poder Ejecutivo publicó un total de 25 medidas para reactivar la economía a través del denominado Plan Unidos, el cual prevé acciones para todos los sectores productivos del país a fin de alentar el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) y mitigar el impacto del Fenómeno El Niño.

En el ámbito del sector energía, estas son las principales acciones previstas:

- Mayor promoción de la inversión en energía renovable dado que se promoverá el acceso al mercado de proyectos de energía eólica y solar.
- Se habilitará la contratación de potencia y energía como servicios independientes y la contratación de energía eléctrica mediante su desagregación en bloques horarios.
- Se genera nuevas fuentes de inversión buscando no afectar la inversión existente.
- Por último, se presentará un proyecto de ley para prorrogar el régimen de depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta (IR) en actividades de generación de energía eléctrica hasta el 31 de diciembre de 2035.

Comisión permanente del Congreso

El 16 de diciembre de 2023, se publicó en El Peruano que la Comisión Permanente del Congreso podrá legislar directamente, hasta el 28 de febrero del 2024, respecto a temas que estén incluidos en la agenda del pleno de la representación nacional o que envíe el Poder Ejecutivo; es decir, estará facultada a legislar sobre los dictámenes y proyectos de ley o de resolución legislativa que se encuentren en el orden del día y en la agenda del pleno del Congreso, así como los que se incluyan por acuerdo de la Junta de Portavoces.

Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica

El 31 de diciembre del 2023 se publicó el Decreto Supremo N° 036-2023-EM, que dispone la publicación de dicho reglamento, el cual entrará en vigor en seis (6) meses a partir de su publicación. Este Reglamento tiene como objetivo establecer un marco regulatorio que oriente a los diferentes actores partícipes en la instalación, adecuación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica (ICME); y establecer los requisitos mínimos de instalación, operación, seguridad y mantenimiento que debe cumplir la ICME, así como el diseño y la construcción de sus instalaciones.

Por otra parte, se encuentran comprendidas dentro de los alcances del Reglamento a los titulares de las ICME nuevas y/o existentes. Asimismo, establece en su disposición complementaria final que el OSINERGMIN y las Municipalidades deben adecuar sus procedimientos para supervisar y fiscalizar que las instalaciones de las ICME cumplen con lo establecido en el Reglamento. De la misma manera, por el periodo de un año contado desde la entrada en vigor del presente Decreto Supremo, los Fabricantes, Importadores, Distribuidores y Comercializadores deben presentar al ente supervisor y fiscalizador, el certificado de conformidad o un informe de ensayo para cumplir con los requisitos.

Agenda Temprana - MINEM 2024

El 31 de enero de 2024 mediante la Resolución N° 026-2024-MINEM/DM se aprobó la Agenda Temprana 2024 del Ministerio de Energía y Minas. Esta agenda tiene como objetivo principal informar sobre los 33 problemas públicos que han sido priorizados para su atención durante el año 2024, mediante la emisión o modificación de normativas. De estos problemas públicos, 15 corresponden al sector energía y 8 al sector hidrocarburos. Además, facilita la participación activa de ciudadanos y empresas del sector, recopilando información y evidencia relevante sobre los problemas planteados.

Instalación de Mesa Ejecutiva del Poder Ejecutivo

El 5 de enero de 2024, el ministro de Economía y Finanzas, Alex Alonso Contreras Miranda, y el ministro de Energía y Minas, Oscar Vera Gargurevich, instalaron la Mesa Ejecutiva para el Desarrollo de Energías Renovables, orientada a promover la inversión de energía competitiva y confiable que respalde el crecimiento y desarrollo económico del país.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

1. **El Proyecto de Ley que busca modificar la Ley 28832** (PdL 2139/2021, PdL 3662/2022, PdL 4565/2022 y PdL 4748/2022), se aprobó el 9 de junio 2023 en el Dictamen 30 de la Comisión de Energía y Minas. Este proyecto unificado plantea los siguientes temas:

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

Este proyecto está en espera de pasar a debate en el pleno del congreso.

2. **El Proyecto de Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural** (PdL 679/2021, PdL 1453/, PdL 523/2021, PdL 817/2021 y PdL 1939/2021) es el resultado de múltiples Proyectos de Ley que se presentaron durante el 2021 y 2022 en la Comisión de Energía y Minas, los cuales se unificaron bajo el Dictamen 15. Posteriormente, el 23 de junio de 2023, obtuvo la aprobación en el pleno del Congreso. Las principales propuestas se detallan a continuación:

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

Con fecha 4 de octubre de 2023, el presidente de la Comisión de Energía y Minas solicitó una aclaración (mejora de redacción) en relación con la autógrafa de ley que aborda la designación de funciones para el Comité Directivo encargado de la administración del fondo FISE, el cual fue aprobado el 09 de noviembre de 2023.

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

Este proyecto ha sido asignado a la comisión de Economía, Banca, Finanzas e Inteligencia Financiera y a la comisión de Energía y Minas, por lo que aún se encuentra en revisión dentro de las comisiones respectivas.

3. **El Proyecto de Ley que promueve el Litio** (PdL 4775/2022, PdL 5288/2022 y PdL 4184/2022). El 18 de mayo del 2023 se aprobó el PdL 4775/2022 bajo el dictamen 26 de la Comisión de Energía y Minas. Entre las principales iniciativas se encuentra la declaración de interés nacional de la creación, construcción e implementación de la Planta Nacional de Litio para la producción de pilas, baterías y otros productos, para atender y abastecer el mercado nacional e internacional. Asimismo, el 23 de junio del 2023, se añadieron, por un acuerdo de acumulación, los PdL 5288/2022 y PdL 4184/2022 al dictamen aprobado.

Adicionalmente, el 1 de octubre de 2023 se publicó un nuevo Proyecto de Ley 5799/2023, que propone promover la exploración, explotación, industrialización y comercialización de litio y sus derivados en el territorio nacional, con la finalidad de garantizar su desarrollo sustentable y declararlos recursos estratégicos.

4. **El Proyecto de Ley que promueve el uso de energía verde** (PdL 6354/2023). El 8 de noviembre de 2023 se presentó dicha PdL que tiene como objetivo fomentar una mayor oferta en la generación de energía eléctrica, promover la investigación y el desarrollo tecnológico nuevos recursos energéticos renovables no convencionales como el nuclear, biogás y captura de carbono.

Actualmente, el PdL se encuentra en espera de los dictámenes de la Comisión de Energía y Minas; y de Economía, Banca, Finanzas e Inteligencia Financiera.

5. **Proyecto de Ley de Beneficios Tributarios.** (PdL 6747/2023), el 6 de marzo de 2024, la comisión de energía y minas aprobó el Dictamen que plantea prorrogar la vigencia del beneficio tributario dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1058 referido a la depreciación acelerada hasta el 31 de diciembre de 2035 para promover la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables.

Principales Novedades en Decretos Supremo en Tramitación

El 12 de marzo de 2024 se publicó la Resolución Ministerial N° 091-2024-MINAM que dispone la publicación de dos proyectos Decretos Supremos:

- El Proyecto de Decreto Supremo que busca modificar el Reglamento de la Ley N° 27.446, conocida como la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. Su principal objetivo es agilizar el procedimiento de certificación ambiental para los titulares de proyectos de inversión para reducir los costos asociados a las demoras y los proyectos sean aprobados en plazos menores o dentro de los establecidos en la Ley del SEIA y su Reglamento.
- El Proyecto de Decreto Supremo que tiene como objetivo aprobar los Términos de Referencia de los estudios ambientales para proyectos con características comunes o similares, según lo establecido en el anexo 1 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas. Entre otros aspectos, esta propuesta proporcionaría los términos de referencia para la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de centrales fotovoltaicas, así como para el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) de las centrales eólicas.

Leyes Promulgadas

El 24 de marzo de 2024, se publicó en El Peruano la Ley N° 31992, Ley que fomenta el uso del Hidrógeno Verde. A continuación, se menciona los aspectos más relevantes de la ley:

- Política y Planificación: El MINEM formulará las políticas y los planes energéticos sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, así como el otorgamiento de beneficios económicos y fiscales, y el establecimiento de metas a corto, mediano y largo plazo. Además, de Incentivar el desarrollo y la producción del hidrógeno verde a nivel industrial a partir de los excedentes de energía eléctrica renovable y para su aplicación como mezcla en la red de gas.
- Declaración de Interés Nacional: Se promulga la declaración de interés nacional la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y vector energético.
- Certificado Verdes: El MINEM deberá publicar en el reglamento de la Ley, los requisitos necesarios para la obtención de la certificación de origen verde del hidrógeno verde. En un plazo no mayor de 180 días calendario desde la entrada en vigor de la Ley (19 de setiembre de 2024), se deberá publicar el reglamento y la normativa adicional necesaria para su aplicación.

B.1.7. Riesgo de variación de demanda/oferta y de precio de venta de la energía eléctrica

La proyección de demanda de consumo eléctrico futuro es una información muy relevante para la determinación del precio de mercado.

En Chile, un bajo crecimiento de la demanda, una baja en el precio de los combustibles y un aumento en el ingreso de proyectos de energías renovables variables solar y eólica determinaron durante los últimos años una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

El crecimiento que se ha observado en el mercado chileno (y potencialmente en el peruano) de fuentes de generación renovables de fuentes variables como la generación solar y eólica, ha generado costos de integración y por lo tanto ha afectado las condiciones de operación del resto del sistema eléctrico, sobre todo en ausencia de un mercado de servicios complementarios que remunere adecuadamente los servicios necesarios para gestionar la variabilidad de las fuentes de generación indicadas.

La demanda de energía en Chile ha tenido un aumento de aproximadamente un 3,8% durante el 1T24 respecto al 1T23, mientras que Perú también ha experimentado un aumento de aproximadamente un 3,6% en comparación al 1T23.

B.2 Riesgos Financieros

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

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

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

- La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).
- La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

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

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

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

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

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

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

Al 31 de marzo de 2024, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 92% a tasa fija y 8% a tasa flotante.

B.2.3 Riesgo de crédito

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

A partir del 2016, Colbún ha expandido su presencia en el segmento de clientes libres medianos y pequeños, por lo cual ha implementado nuevos procedimientos y controles relacionados con la evaluación de riesgo de este tipo de clientes y seguimiento de su cobranza. Trimestralmente se realizan cálculos de provisiones de incobrabilidad basados en el análisis de riesgo de cada cliente considerando el rating crediticio del cliente, el comportamiento de pago y la industria entre otros factores.

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

Al 31 de marzo de 2024, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “money market”.

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

B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de marzo de 2024, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$990 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos mutuos con duración promedio de 32 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) e inversiones de renta fija con menor plazo a 1 año que se estima mantener hasta su vencimiento.

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

- Tres líneas de bonos inscritas en el mercado local, dos por un monto total conjunto de UF 7 millones y una por un monto de UF 7 millones.
- Líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones. Por su parte Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$67 millones.

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

Al 31 de marzo de 2024, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 31 de marzo de 2024 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

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

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

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de marzo de 2024 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$6,4 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

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

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

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 25%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la Compañía tienen riesgo equivalente a BBB+ o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local BBB+ o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 68% en términos de notional.

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

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad.

Este documento podría contener declaraciones sobre perspectivas futuras de la Compañía y debe ser considerado como estimaciones sobre la base de buena fe por parte de Colbún S.A.

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. publica en su sitio web (www.colbun.cl) 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.