

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Al 31 de Diciembre de 2023

4º TRIMESTRE 2023

ÍNDICE

4T23 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 4T23

Fecha: Viernes 2 de Febrero 2024
Hora: 10:00 AM Eastern Time
12:00 PM Chilean Time

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

Event Link:

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

Contacto Relación con Inversionistas:

Miguel Alarcón V.
malarcon@colbun.cl
+ (56) 2 24604394

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

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

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2023 (4T23) ascendieron a **US\$409,2 millones**, disminuyendo un 26% respecto a los ingresos registrados el cuarto trimestre del año 2022 (4T22), debido principalmente a (1) menores ventas al mercado spot tanto en Chile como en Perú, principalmente debido a la menor generación del período, y (2) menores ventas a clientes libres en Chile, principalmente debido a la caída en el valor de los indexadores. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas a clientes regulados en Chile. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a dic-23 ascendieron a **US\$2.003,6 millones**, en línea con dic-22. Durante el año se registró un aumento en ventas a clientes regulados en Chile, asociadas principalmente al aumento de la prorrata en aquellos contratos de Colbún que continúan vigentes, por el vencimiento de contratos de otras empresas del mercado. También se registraron mayores ventas a clientes libres en Perú, principalmente producto de la entrada en vigencia de nuevos contratos durante el año. Dichos efectos, fueron mayoritariamente compensados por una caída en las ventas al mercado spot tanto en Chile como en Perú, debido de la menor generación del año.
- El **EBITDA** consolidado del 4T23 alcanzó **US\$160,8 millones**, disminuyendo un 38% respecto al EBITDA de US\$259,8 millones del 4T22. Esta disminución se explica principalmente por una caída en los ingresos de actividades ordinarias, explicadas anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un menor costo del consumo de gas en Chile, producto de la menor generación a partir de este combustible. **En términos acumulados**, el EBITDA a dic-23 totalizó **US\$713,9 millones**, disminuyendo un 6% respecto a dic-22, producto de (1) un menor EBITDA en Chile, explicado principalmente por una caída en los ingresos de actividades ordinarias producto de la menor venta de energía y potencia en el mercado spot, parcialmente compensada por un menor consumo de diésel y gas dada la menor generación con dichos combustibles, y (2) mayores costos en materias primas y consumibles en Perú, los cuales se explican principalmente por mayores costos de compras de energía y potencia al mercado spot, debido a la menor generación del año y a la entrada en vigencia de nuevos contratos con clientes libres.
- El **Resultado no operacional** el 4T23 presentó una pérdida de **US\$28,4 millones**, que se compara con la pérdida de US\$22,3 millones registrada en 4T22, principalmente asociado a pérdidas por diferencias de cambio en Chile, por el efecto de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en el mercado local durante el trimestre. Dicho efecto, por otro lado, fue positivo durante el 4T22. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a dic-23 alcanzó una ganancia de **US\$40,5 millones**, comparado con una pérdida de US\$127,8 millones a dic-22. La ganancia se explica principalmente producto de (1) el ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A por US\$116,4 millones antes de impuestos, el cual se registró durante el 2T23, y (2) mayores ingresos financieros producto del alza de tasas de interés durante el año.
- El 4T23 registró un **gasto por impuestos** por **US\$21,0 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$43,8 millones en 4T22. Esta disminución, se debe principalmente a la menor utilidad registrada en el período. **En términos acumulados**, a dic-23 se registró un gasto por impuestos de **US\$144,7 millones**, que se compara con los US\$105,5 millones a dic-22, principalmente debido a la mayor utilidad registrada durante el año.
- La Compañía presentó en el 4T23 una **ganancia** que alcanzó los **US\$56,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$136,2 millones registrada durante el 4T22, debido principalmente al menor EBITDA mencionado anteriormente. Dicho impacto fue parcialmente compensado por el menor gasto por impuesto de este período. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$403,8 millones** a dic-23, que se compara con una ganancia de US\$310,5 millones registrada a dic-22, principalmente debido al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A.

Hechos destacados del año

Operación de nuestras centrales:

- Durante el segundo trimestre, la CT Fenix Power realizó su mantenimiento mayor programado, el cual tuvo una extensión de 26 días por sobre el calendario original presupuestado, alcanzando 70 días en total. Esta extensión se debió principalmente, a juicio de la compañía, a una deficiente planificación y ejecución por parte del proveedor de dicho servicio, con lo cual la central estuvo disponible solo 22 días del trimestre. Respecto al mantenimiento mayor, cabe destacar que éste permite extender las horas de operación de la unidad en 32.000 horas de fuego factorizadas (FFH).

- 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. Cabe destacar que la Compañía cuenta con seguros para este tipo de siniestros.

- Durante el 2023, la operación de la Compañía en Chile se enfrentó a diversos fenómenos meteorológicos, tales como incendios y frentes climáticos que afectaron a todo el país. No obstante, la efectiva estrategia de comunicación e involucramiento oportuno y constante con los distintos actores públicos y comunidades respectivas permitió contrarrestar los efectos de estas contingencias; en efecto, a lo largo del año se llevaron a cabo 14 mesas de trabajo y diálogo, así como también 26 conversaciones comunitarias que contaron con la participación de 547 personas. Lo anterior, permitió a Colbún resguardar la seguridad del suministro eléctrico a sus clientes y al Sistema Eléctrico Nacional.

Ajuste Precio Colbún Transmisión S.A.:

- Con fecha 24 de abril la Compañía recibió US\$116,4 millones de Alfa Desarrollo SpA, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A., según lo pactado por las partes en el Contrato de Compraventa de fecha 30 de marzo de 2021, cuyo cierre y pago se informó el 10 de agosto de 2021, quedando en esa ocasión un ajuste de precio final habitual en este tipo de transacciones.

Dividendos:

- Con fecha 12 de mayo se pagaron dividendos por US\$139,5 millones. Este pago se compone de (1) un dividendo definitivo por US\$64,5 millones, lo que, junto al dividendo provisorio pagado en diciembre 2022, por un monto de US\$83,5 millones, totalizaron US\$148 millones, equivalentes al 50% de la utilidad según la política de Colbún, y (2) un dividendo adicional con cargo a las utilidades del ejercicio 2022 por la suma de US\$ 75,0 millones. La distribución total de dividendos con cargo al ejercicio 2022, ascendió a US\$223 millones.

- Con fecha 15 de diciembre se pagaron dividendos provisorios por US\$169,8 millones, con cargo a la utilidad del año.

Estrategia Comercial:

- Durante el 2023, se firmaron en Chile contratos de venta de energía con 76 clientes por 1.448 GWh anuales. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro 100% renovable para la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, por hasta un total de 650 GWh anuales por 12 años a partir de enero 2024, y para Aguas Pacífico, por hasta un total de 280 GWh anuales por 10 años a partir de enero 2024.

- Durante el 2023, se adjudicaron en Perú contratos de suministro con 20 clientes por 363 MW anuales. Destaca principalmente el contrato de suministro con Compañía Minera Volcan, por hasta un total de 114 MW anuales por 10 años a partir de febrero 2024. Adicionalmente, cabe destacar la entrada en vigencia del contrato de suministro con la Generadora Eléctrica Inland por 121 MW para el período enero-diciembre 2023

Avances Proyectos:

- Al 31 de diciembre, la Compañía alcanzó el 76% de avance del proyecto Horizonte. Sigue avanzando el montaje de las turbinas, alcanzando el “*mechanical completion*” de 44 aerogeneradores. Además, sigue en proceso la construcción de caminos internos y plataformas de los aerogeneradores, con avance acumulado de un 96% para las obras civiles, así como de las subestaciones, líneas de transmisión y redes de media tensión, con avance acumulado de un 87% con respecto a las obras eléctricas completas. En total, se han descargado a la fecha 535 componentes principales en el sitio de aerogeneradores, entre palas, torres, bujes, hubs y generadores. Cabe destacar que, a fines de diciembre de 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.
- Al 31 de diciembre, las baterías de la central Diego de Almagro han ejecutado las pruebas de señales en tiempo real (SITR) cuya realización fue fundamental para su certificación y puesta en servicio. En la actualidad, se encuentra ejecutando diariamente operaciones de carga e inyección de energía, en espera de la aprobación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para la operación comercial. Además, durante este trimestre, se ha ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental una carta de pertinencia que tiene por objeto determinar el tipo de permiso ambiental necesario para la instalación de un sistema de almacenamiento a 1.000 MWh.

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 4T22 y 4T23, y acumulado a dic-22 y dic-23.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
13.335	12.974	Total Ventas Físicas (GWh)	3.383	2.946	(3%)	(13%)
2.410	2.580	Clientes Regulados	581	608	7%	5%
9.470	9.344	Clientes Libres	2.354	2.303	(1%)	(2%)
1.455	1.050	Ventas en el Mercado Spot	448	35	(28%)	(92%)
1.511	1.626	Potencia (MW)	1.551	1.626	8%	5%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
13.570	12.976	Total Generación (GWh)	3.452	2.779	(4%)	(19%)
5.163	6.872	Hidráulica	1.703	2.349	33%	38%
7.536	5.371	Térmica	1.550	237	(29%)	(85%)
4.967	3.754	Gas	1.196	148	(24%)	(88%)
216	64	Diésel	10	2	(70%)	(80%)
2.353	1.553	Carbón	344	87	(34%)	(75%)
871	732	ERFV	199	193	(16%)	(3%)
109	101	Eólica*	25	32	(7%)	29%
762	631	Solar**	174	161	(17%)	(7%)
36	192	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	176	-	(13%)
1.419	858	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	448	(141)	(40%)	-

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

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

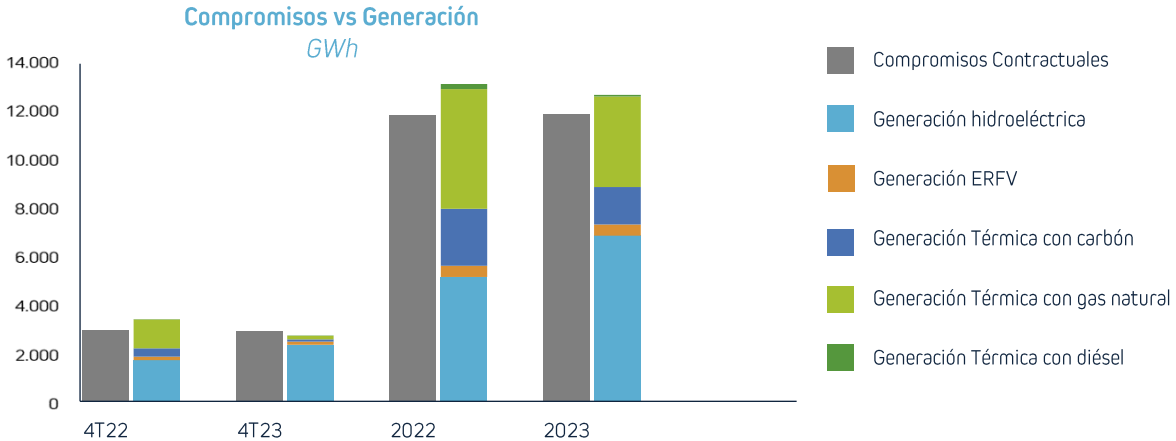
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 4T23 alcanzaron **2.946 GWh**, disminuyendo un 13% en comparación con el 4T22, principalmente debido a (1) menores ventas al mercado spot, producto de la menor generación durante el trimestre, y (2) menores ventas a clientes libres, explicadas mayoritariamente por el menor consumo de clientes mineros. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas a clientes regulados, explicadas por el vencimiento de contratos entre otras empresas generadoras y empresas distribuidoras que implicaron una mayor prorrata en aquellos contratos que continúan vigentes.

Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **2.779 GWh**, disminuyendo un 19% en comparación con el 4T22. Lo anterior se debió principalmente a la menor generación térmica (-1.313 GWh), principalmente debido al incendio de la unidad 1 del complejo Nehuenco, ocurrido mientras se realizaba el mantenimiento de la central, y al menor despacho económico de la unidad 2 del mismo complejo y de la central Santa María. Dicho efecto fue parcialmente compensado por una mayor generación hidroeléctrica (+646 GWh), debido al alto nivel en que se encontraron los embalses de la Compañía durante el trimestre.

En **términos acumulados**, las **ventas físicas** a dic-23 alcanzaron **12.974 GWh**, disminuyendo un 3% en comparación a dic-22, principalmente debido a (1) menores ventas al mercado spot producto de la menor generación del año, parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes regulados debido una mayor prorrata en aquellos contratos mencionado anteriormente, y (2) menores ventas a clientes libres, dado el menor consumo de clientes mineros. Por su parte, la **generación acumulada** a dic-23 alcanzó los **12.976 GWh**, disminuyendo un 4% respecto a dic-22, principalmente por la menor generación térmica (-2.165 GWh) producto de una menor generación en base a gas (-1.213 GWh), a carbón (-800 GWh), y a diesel (-152 GWh). La generación ERFV también disminuyó (-139 GWh) debido al término de un contrato de compra de energía con terceros. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidroeléctrica (+1.709 GWh), principalmente debido a las mejores condiciones hidrológicas del año.

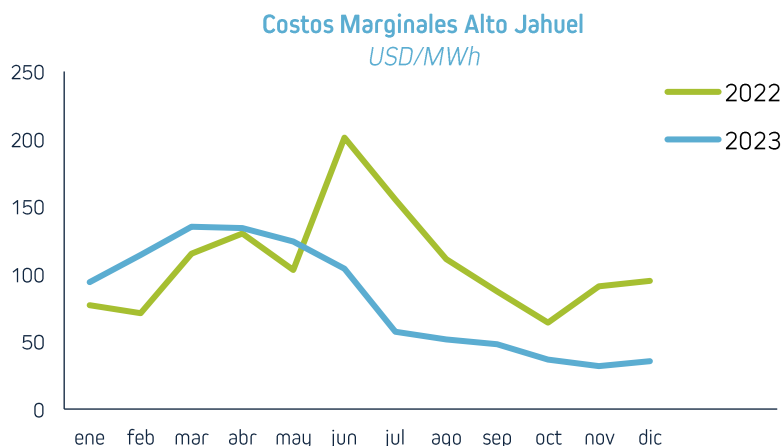
El balance en el mercado spot durante el trimestre registró compras netas por **141 GWh**, mientras que el 4T22 se registraron ventas netas por 448 GWh. Esta variación se explica principalmente por la menor generación, mencionada anteriormente. En términos acumulados, a dic-23, el balance en el mercado spot registró ventas netas por **858 GWh**, mientras que a dic-22 se registraron ventas netas por 1.419 GWh. Esta variación se explica principalmente por una menor generación acumulada.



Mix de generación en Chile: A dic-23, el año hidrológico (abr23-mar24) ha presentado superávits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los superávits fueron: Maule: +47%; Laja: +43%; Biobío: +30%; Chapo: +2%. En la cuenca del Aconcagua, por otro lado, se ha presentado un déficit de -16%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, disminuyó en un 59% respecto al 4T22, promediando 34,6 USD/MWh en el 4T23.

Tabla 2: Generación del SEN

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
83.321	83.649	Total Generación (GWh)	20.862	20.886	0%	0%
20.269	23.955	Hidráulica	6.995	8.044	18%	15%
15.900	15.455	Gas	3.365	1.696	(3%)	(50%)
1.505	488	Diésel	206	33	(68%)	(84%)
19.573	14.335	Carbón	2.993	2.988	(27%)	(0%)
8.889	9.914	Eólica	2.179	2.697	12%	24%
14.543	16.700	Solar	4.529	4.715	15%	4%
2.642	2.812	Otros	595	712	6%	20%



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 4T22 y 4T23, y acumulado a dic-22 y dic-23.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
4.279	3.994	Total Ventas Físicas (GWh)	1.175	987	(7%)	(16%)
1.957	1.971	Clientes Regulados	493	497	1%	1%
466	1.399	Clientes Libres	126	341	-	-
1.856	624	Ventas en el Mercado Spot	556	148	(66%)	(73%)
569	570	Potencia (MW)	570	570	0%	0%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
4.334	3.404	Total Generación (GWh)	1.202	900	(21%)	(25%)
4.334	3.404	Gas	1.202	900	(21%)	(25%)
44	676	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	109	-	-
1.812	(52)	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	556	39	-	(93%)

Las **ventas físicas** durante el 4T23 alcanzaron **987 GWh**, disminuyendo un 16% respecto al 4T22, debido principalmente a las menores ventas físicas al mercado spot producto de una menor generación de la CT Fenix, parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres debido principalmente a un aumento de clientes en este segmento respecto al año anterior.

Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **900 GWh**, disminuyendo un 25% respecto al 4T22, principalmente por (1) el menor despacho económico producto los menores precios de mercado como consecuencia de la mejor hidrología, y (2) debido al mantenimiento correctivo de una de sus turbinas, lo cual significó que estuviese fuera de servicio por alrededor de 5 días durante el trimestre.

En **términos acumulados**, las ventas físicas a dic-23 alcanzaron **3.994 GWh**, disminuyendo 7% respecto a dic-22, debido principalmente a las menores ventas al mercado spot, parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres mencionadas anteriormente. Por su parte, la **generación acumulada** a dic-23 alcanzó los **3.404 GWh**, disminuyendo un 21% respecto a dic-22, principalmente producto del mantenimiento mayor, el cual tuvo una mayor duración al realizado durante el año anterior, y producto también del menor despacho económico durante el último trimestre del año.

El **balance en el mercado spot** del 4T23 registró ventas netas por **39 GWh**, en comparación con las ventas netas por 556 GWh durante el 4T22, debido a la menor generación de la CT Fenix mencionada anteriormente, y al aumento de consumo de clientes libres por la entrada de nuevos contratos. En **términos acumulados**, a dic-23 se registraron compras netas por **52 GWh**, que se comparan con las ventas netas por 1.812 GWh registradas a dic-22; las variaciones se explican principalmente por la menor disponibilidad de la CT Fenix, y al aumento de ventas a clientes libres durante este año.

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 77,1% a diciembre del año 2023 vs. 44,4% a de diciembre del año 2022.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó en un 2,9% en comparación a dic-22 debido principalmente a menor hidrología y a los mantenimientos de las CCHH de Mantaro, Restitución, Cerro del Águila y salida de operación de las CCHH Chaglla y Quitarcasa. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 9,7% a dic-23 en comparación a dic-22 debido principalmente al incremento de la demanda del sistema y a la menor producción hidráulica debido a la menor hidrología y los mantenimientos y salidas de operación de las CCHH mencionadas. La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 4T23 fue de 1,0% respecto al 4T22, debido principalmente al incremento de consumo en el segmento regulado.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T22 y 4T23, y acumulado a dic-22 y dic-23.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
1.974,0	2.003,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	555,1	409,2	1%	(26%)
454,2	529,4	Venta a Clientes Regulados	115,2	142,6	17%	24%
1.051,7	1.108,1	Venta a Clientes Libres	321,9	244,0	5%	(24%)
427,0	295,0	Ventas de Energía y Potencia	111,0	9,2	(31%)	(92%)
41,1	71,1	Otros Ingresos	7,0	13,4	73%	(90%)
(1.069,4)	(1.130,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(256,7)	(208,0)	6%	(19%)
(139,8)	(140,5)	Peajes	(34,7)	(29,6)	1%	(14%)
(143,7)	(223,1)	Compras de Energía y Potencia	(37,6)	(51,0)	55%	35%
(520,1)	(499,0)	Consumo de Gas	(135,3)	(79,2)	(4%)	(41%)
(70,4)	(21,5)	Consumo de Petróleo	(5,4)	(1,2)	(69%)	(78%)
(126,4)	(143,3)	Consumo de Carbón	(21,8)	(19,7)	13%	(10%)
(69,0)	(102,7)	Otros	(22,0)	(27,3)	49%	24%
904,6	873,5	MARGEN BRUTO	298,4	201,2	(3%)	(33%)
(84,0)	(91,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(21,9)	(22,4)	9%	2%
(57,2)	(67,7)	Otros Gastos, por Naturaleza	(16,8)	(18,0)	18%	7%
(219,5)	(205,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(57,4)	(55,1)	(6%)	(4%)
543,9	508,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	202,4	105,7	(7%)	(48%)
763,4	713,9	EBITDA	259,8	160,8	(6%)	(38%)
29,1	67,9	Ingresos Financieros	14,9	18,5	-	24%
(88,7)	(85,4)	Gastos Financieros	(24,4)	(19,2)	(4%)	(21%)
(2,7)	(6,7)	Diferencias de Cambio	10,3	(0,5)	-	-
12,2	13,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,7	2,9	8%	(22%)
(77,7)	51,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(26,9)	(30,1)	-	12%
(127,8)	40,5	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,3)	(28,4)	-	27%
416,0	548,5	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	180,0	77,3	32%	(57%)
(105,5)	(144,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(43,8)	(21,0)	37%	(52%)
310,5	403,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	136,2	56,2	30%	(59%)
295,9	393,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	128,9	53,9	33%	(58%)
14,5	10,3	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	7,3	2,3	(29%)	(68%)

(*): 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-22	dic-23
Chile (CLP / US\$)	855,86	877,12
Chile UF (CLP/UF)	35.110,98	36.789,36
Perú (PEN / US\$)	3,82	3,71

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T22 y 4T23, y acumulado a dic-22 y dic-23. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
1.721,5	1.691,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	469,8	346,8	(2%)	(26%)
307,1	370,0	Venta a Clientes Regulados	76,2	102,0	20%	34%
1.031,9	1.021,7	Venta a Clientes Libres	316,5	229,2	(1%)	(28%)
350,3	237,2	Ventas de Energía y Potencia	71,8	3,3	(32%)	(95%)
32,2	62,5	Otros Ingresos	5,2	12,3	94%	-
(939,1)	(934,8)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(210,4)	(174,6)	(0%)	(17%)
(133,8)	(135,9)	Peajes	(33,1)	(28,3)	2%	(14%)
(126,7)	(145,7)	Compras de Energía y Potencia	(23,9)	(46,0)	15%	92%
(424,8)	(407,7)	Consumo de Gas	(109,4)	(55,2)	(4%)	(50%)
(70,4)	(18,2)	Consumo de Petróleo	(5,4)	(1,2)	(74%)	(78%)
(126,4)	(143,3)	Consumo de Carbón	(21,8)	(19,7)	13%	(10%)
(57,1)	(84,1)	Otros	(16,7)	(24,2)	47%	45%
782,4	756,6	MARGEN BRUTO	259,4	172,2	(3%)	(34%)
(75,2)	(81,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(19,1)	(20,0)	9%	5%
(49,2)	(59,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(14,4)	(15,5)	20%	7%
(183,8)	(170,2)	Gastos por Depreciación y Amortización	(48,2)	(45,2)	(7%)	(6%)
474,2	445,1	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	177,7	91,5	(6%)	(49%)
658,0	615,4	EBITDA	225,9	136,6	(6%)	(40%)

(*): 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 4T23 ascendieron a **US\$346,8 millones**, disminuyendo un 26% respecto a los ingresos de US\$469,8 millones registrados el 4T22, debido principalmente a (1) menores ventas a clientes libres debido principalmente al menor precio promedio de venta, dada la caída al valor de los indexadores de dichos contratos, y también a la menor demanda de clientes mineros, y (2) menores ventas al mercado spot, explicado principalmente por una menor generación térmica parcialmente compensada por una mayor generación hidroeléctrica. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas a clientes regulados, asociadas principalmente al aumento de la prorrata en aquellos contratos que continúan vigentes en consecuencia del vencimiento de contratos de otras empresas del mercado. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a dic-23 alcanzaron **US\$1.691,4 millones**, disminuyendo un 2% respecto a dic-22, principalmente producto de menores ventas al mercado spot, y menores ventas a clientes libres, principalmente compensadas por las mayores ventas a clientes regulados, debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T23 totalizaron **US\$174,6 millones**, disminuyendo un 17% respecto al 4T22, principalmente producto de los menores costos de consumo de gas asociados a una menor generación a partir de dicho combustible. Dicho efecto, fue parcialmente compensado por mayores costos en compras al mercado spot, principalmente debido a la menor generación. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a dic-23, alcanzaron los **US\$934,8 millones**, manteniéndose en línea respecto a dic-22, principalmente debido a menores costos de consumo de diesel y gas, explicados por la menor generación de estos combustibles. Dichos efectos fueron mayormente compensados por (1) mayores costos del ítem "Otros" debido al incremento del cargo por servicio público producto del cobro del fondo de estabilización tarifaria (FET), (2) mayores costos de compras al mercado spot, principalmente debido a la menor generación del año.

El **EBITDA** del 4T23 alcanzó **US\$136,6 millones**, disminuyendo un 40% respecto al EBITDA de US\$225,9 millones al 4T22, debido principalmente a los menores ingresos de actividades ordinarias, parcialmente compensados por menores costos de materias primas y combustibles mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a dic-23 totalizó **US\$615,4 millones**, disminuyendo un 6% respecto a dic-22 principalmente debido a una caída en los ingresos de actividades ordinarias producto de la menor venta de energía y potencia en el mercado spot, parcialmente compensada por un menor consumo de diésel y gas dada la menor generación con dichos combustibles.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fénix para los trimestres 4T22 y 4T23, y acumulado a dic-22 y dic-23. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
252,5	312,2	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	85,3	62,5	24%	(27%)
147,1	159,4	Ventas a Clientes Regulados	39,0	40,6	8%	4%
19,8	86,4	Venta a Clientes Libres	5,4	14,8	-	-
76,7	57,8	Ventas de Energía y Potencia	39,1	5,9	(25%)	(85%)
8,9	8,6	Otros Ingresos	1,8	1,1	(4%)	(36%)
(130,3)	(195,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(46,2)	(33,4)	50%	(28%)
(6,0)	(4,7)	Peajes	(1,5)	(1,3)	(22%)	(15%)
(17,1)	(77,4)	Compras de Energía y Potencia	(13,7)	(5,0)	-	(64%)
(95,4)	(91,3)	Consumo de Gas	(25,8)	(24,0)	(4%)	(7%)
(0,1)	(3,4)	Consumo de Diésel	(0,0)	0,0	-	-
(11,8)	(18,6)	Otros	(5,1)	(3,2)	57%	(38%)
122,2	116,9	MARGEN BRUTO	39,1	29,1	(4%)	(26%)
(8,8)	(9,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(2,8)	(2,4)	12%	(14%)
(8,5)	(8,9)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,8)	(2,6)	5%	(9%)
(35,7)	(35,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(9,1)	(9,9)	(0%)	9%
69,1	62,5	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	24,3	14,2	(10%)	(42%)
104,8	98,1	EBITDA	33,5	24,1	(6%)	(28%)

(*): 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 4T23 ascendieron a **US\$62,5 millones**, disminuyendo un 27% respecto a los ingresos registrados en 4T22 por US\$85,3 millones, principalmente debido a menores ventas de energía y potencia al mercado spot producto de la menor generación de la CT Fenix durante el trimestre. Dicho efecto fue parcialmente compensado principalmente por mayores ventas a clientes libres producto de la entrada en vigor de nuevos contratos. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a dic-23 ascendieron a **US\$312,2 millones**, aumentando un 24% respecto a dic-22, principalmente producto de mayores ventas a clientes libres, por las mismas razones explicadas anteriormente.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T23 alcanzaron **US\$33,4 millones**, disminuyendo un 28% respecto al 4T22, principalmente por las menores compras de energía y potencia en el mercado spot, mayormente producto del menor precio promedio de compra, a pesar del aumento de compras físicas durante el trimestre. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a dic-23, alcanzaron los **US\$195,3 millones**, aumentando un 50% respecto a dic-22, principalmente debido a las mayores compras de energía y potencia en el mercado spot producto del mayor volumen de compra debido a la mantención prolongada de Fenix ocurrida el 2T23.

● El **EBITDA totalizó US\$24,1 millones** al 4T23, registrando una disminución de un 28% respecto al EBITDA de US\$33,5 millones registrado en el 4T22, principalmente debido a las menores ventas de energía y potencia en el mercado spot como resultado de la menor generación mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a dic-23 totalizó los **US\$98,1 millones**, disminuyendo un 6% respecto a dic-22 principalmente explicado por las mayores compras de energía y potencia al mercado spot debido principalmente a la menor generación registrada durante el año en relación al año anterior. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas a clientes libres durante el año.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 4T22 y 4T23, y acumulado a dic-22 y dic -23. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
29,1	67,9	Ingresos Financieros	14,9	18,5	-	24%
(88,7)	(85,4)	Gastos Financieros	(24,4)	(19,2)	(4%)	(21%)
(2,7)	(6,7)	Diferencias de Cambio	10,3	(0,5)	-	-
12,2	13,1	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3,7	2,9	8%	(22%)
(77,7)	51,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(26,9)	(30,1)	-	12%
(127,8)	40,5	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(22,3)	(28,4)	-	27%
416,0	548,5	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	180,0	77,3	-	(57%)
(105,5)	(144,7)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(43,8)	(21,0)	-	(52%)
310,5	403,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	136,2	56,2	30%	(59%)
295,9	393,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	128,9	53,9	-	(58%)
14,5	10,3	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	7,3	2,3	(29%)	(68%)

● El **Resultado no operacional** el 4T23 presentó una pérdida de **US\$28,4 millones**, que se compara con la pérdida de US\$22,3 millones registrada en 4T22, principalmente asociado a pérdidas por diferencias de cambio en Chile, por el efecto de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en el mercado local durante el trimestre. Dicho efecto, por otro lado, fue positivo durante el 4T22. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a dic-23 alcanzó una ganancia de **US\$40,5 millones**, comparado con una pérdida de US\$127,8 millones a dic-22. La ganancia se explica principalmente producto de (1) el ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A por US\$116,4 millones antes de impuestos, el cual se registró durante el 2T23, y (2) mayores ingresos financieros producto del alza de tasas de interés durante el año.

● El 4T23 registró un **gasto por impuestos** por **US\$21,0 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$43,8 millones en 4T22. Esta disminución, se debe principalmente a la menor utilidad registrada en el periodo. **En términos acumulados**, a dic-23 se registró un gasto por impuestos de **US\$144,7 millones**, que se compara con los US\$105,5 millones a dic -22, principalmente debido a la mayor utilidad registrada durante el año.

● La Compañía presentó en el 4T23 una **ganancia** que alcanzó los **US\$56,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$136,2 millones registrada durante el 4T22, debido principalmente al menor EBITDA mencionado anteriormente. Dicho impacto fue parcialmente compensado por el menor gasto por impuesto de este periodo. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$403,8 millones** a dic-23, que se compara con una ganancia de US\$310,5 millones registrada a dic-22, principalmente debido al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a dic-22 y dic-23. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-22	dic-23	Var	Var %
Activos corrientes	1.688,3	1.426,2	(262,0)	(16%)
Activos no corrientes	4.917,7	5.234,5	316,8	6%
TOTAL ACTIVOS	6.606,0	6.660,7	54,7	1%
Pasivos corrientes	542,6	470,8	(71,8)	(13%)
Pasivos no corrientes	3.110,5	3.092,6	(17,9)	(1%)
Patrimonio neto	2.952,9	3.097,3	144,4	5%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.606,0	6.660,7	54,7	1%

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.426,2 millones** a dic-23, disminuyendo un 16% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-22, principalmente debido a las menores inversiones financieras debido a desembolsos asociados al proyecto eólico Horizonte, y al pago de dividendos durante el año. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el flujo operacional del año y por el ajuste de precio de la venta de Colbún Transmisión S.A.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.234,5 millones** a dic-23 aumentando un 6% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de dic-22 principalmente debido a un aumento de las obras en curso y materiales asociadas al proyecto en construcción Horizonte.

● **Pasivos Corrientes:** Totalizaron **US\$470,8 millones** a dic-23, disminuyendo un 13% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-22, principalmente debido a una disminución de cuentas por pagar producto de una menor provisión de dividendos por pagar a dic-23, producto de la menor utilidad del 4T23 respecto al 4T22.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.092,6 millones** al cierre de dic-23, en línea respecto al saldo registrado a dic-22.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.097,3 millones**, aumentando un 5% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-22 principalmente debido a las ganancias registradas durante el año. Dicho efecto fue parcialmente compensado por los dividendos distribuidos durante el período.

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

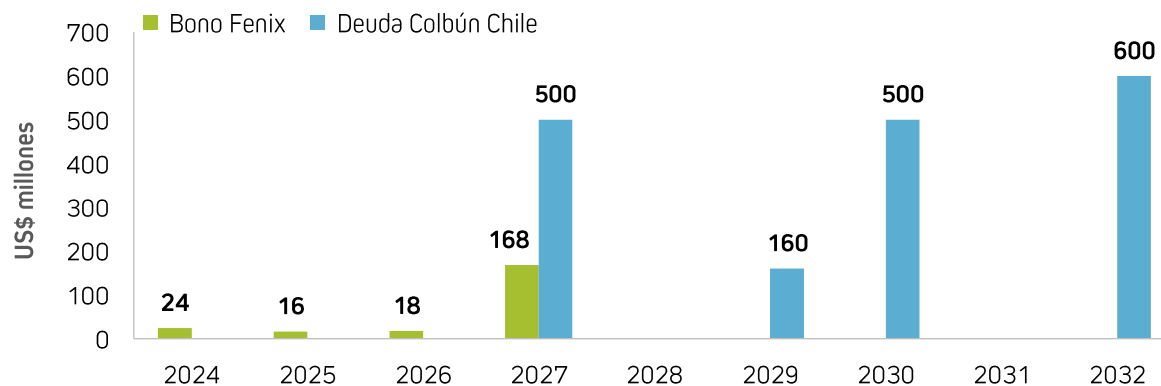
	dic-22	dic-23	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.137,9	2.123,3	(14,6)	(1%)
Inversiones Financieras**	1.154,4	1.031,1	(123,3)	(11%)
Deuda Neta	983,5	1.092,2	108,7	11%
EBITDA LTM	763,4	713,9	(49,5)	(6%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,3	1,5	0,2	19%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$226,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$11,5 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$94,9 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda; y (4) líneas de crédito por US\$25 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	5,9 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-22 y dic-23. 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-22	dic-23	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,15	3,03	-4%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,98	2,81	-5%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,24	1,15	-7%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	14,85%	13,21%	-11%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	85,15%	86,79%	2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,69	7,42	30%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	10,51%	13,04%	24%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,48%	5,91%	32%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	12,04%	10,41%	-14%

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 **3,03x** y **2,81x** a dic-23, disminuyendo un 4% y 5% respectivamente, respecto al valor a dic-22, principalmente debido a los menores pasivos corrientes asociados a menores niveles de cuentas por pagar producto de una menor provisión de dividendos a dic-23, debido a la menor utilidad del 4T23 respecto al 4T22.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,15x** a dic-23, disminuyendo un 7% respecto al valor de 1,24x a dic-22 principalmente producto de los menores niveles de pasivos corrientes, debido a las razones mencionadas anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a dic-23 fue de **13,21%**, disminuyendo un 11% respecto al valor de 14,85% a dic-22, 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 del 4T22.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a dic-23 fue de **86,79%**, aumentando un 2% respecto al valor de 85,15% a dic-22, 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 del 4T22.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a dic-23 fue de **7,42x**, aumentando un 30% respecto al valor de 5,69x obtenido a dic-22. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias y una mayor utilidad antes de impuestos registradas en el año.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a dic-23 fue de **13,04%**, aumentando un 24% respecto del valor de 10,51% registrado a dic-22. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el año.
- La **Rentabilidad del Activo** a dic-23 fue de **5,91%**, registrando un aumento de 32% con respecto del valor de 4,48% a dic-22, esencialmente producto de las mayores ganancias registradas en el año.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a dic-23 fue de **10,41%**, disminuyendo un 14% respecto del valor de 12,04% a dic-22, principalmente producto del mayor monto en activos relacionados a propiedad, planta y equipos durante los últimos 12 meses, en consecuencia, del proyecto eólico en construcción, Horizonte.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-22	dic-23		4T22	4T23	Ac/Ac	T/T
1.419,2	1.154,5	Efectivo Equivalente Inicial*	1.175,8	1.170,7	(19%)	(0%)
492,0	718,3	Flujo Efectivo de la Operación	178,5	180,2	46%	1%
(472,9)	(431,5)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(98,6)	(181,9)	(9%)	84%
(268,2)	(409,3)	Flujo Efectivo de Inversión**	(100,2)	(145,9)	53%	46%
(249,2)	(122,4)	Flujo Neto del Período	(20,4)	(147,5)	(51%)	-
(15,5)	(1,0)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(0,9)	7,9	(94%)	-
1.154,5	1.031,1	Efectivo Equivalente Final	1.154,5	1.031,1	(11%)	(11%)

(*) 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 4T23, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$147,5 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$20,4 millones del 4T22.

● **Actividades de la operación:** Durante el 4T23 se generó un flujo neto positivo de **US\$180,2 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$178,5 millones al 4T22 explicado principalmente por (1) un menor pago de impuesto a la renta en comparación al 4T22, debido principalmente a menores ingresos operacionales respecto al 4T22, y (2) la menor ganancia operacional, mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de **US\$718,3 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$492,0 millones a dic -22, explicado principalmente por (1) menor pago de impuestos, debido a que el año 2022 se realizó el pago a la renta asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A., y (2) la mayor ganancia operacional del año.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$181,9 millones** durante el 4T23, que se compara con el flujo neto negativo de US\$98,6 millones al 4T22, explicado principalmente por el pago de dividendos provisorios por US\$169,8 millones, mientras que el 4T22, el pago de dividendos fue de US\$80,3 millones. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$431,5 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$472,9 millones, debido principalmente a (1) el prepago de bonos locales por US\$181 millones realizado durante el 1T22, (2) el mayor pago de dividendos realizado durante el año.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$145,9 millones** durante el 4T23, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$100,2 millones al 4T22, principalmente explicado por los mayores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$409,3 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$268,2 millones a dic-22, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 4.034 MW conformada por 2.159 MW en unidades térmicas, 1.627 MW en unidades hidráulicas y 248 MW de parques solares. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 16% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 6% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de 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 dic-23, el año hidrológico (abr23-mar24) ha presentado superávits en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN. Los superávits fueron: Maule: +47%; Laja: +43%; Biobío: +30%; Chapo: +2%. En la cuenca del Aconcagua, por otro lado, se ha presentado un déficit de -16%. En comparación con el año hidrológico anterior, las cuencas del Aconcagua, Maule, Biobío, Laja y Canutillar presentaron variaciones positivas en las precipitaciones de +70%, +59%, +20%, +50% y +9% respectivamente. En términos de energía afluente, el año hidrológico a diciembre de 2023 tiene una Probabilidad de Excedencia de 59%.

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.

Este año se firmaron contratos de venta de energía con 76 clientes por 1.448 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación de suministro para la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, por hasta un total de 650 GWh anuales por 12 años a partir de enero 2024, y para Aguas Pacífico, por hasta un total de 280 GWh anuales por 10 años a partir de enero 2024.

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 la condición hidrológica seca.

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Hasta el cuarto trimestre del 2023, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 77%, siendo 44% el valor registrado el año 2022.

En 4T23 la demanda eléctrica aumentó en 0,7% en relación con el mismo período del año 2022, debido a incremento de la demanda regulada. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 4T23 se registró un incremento de la demanda eléctrica de un 1,7% debido a incremento de demanda regulada.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 4T23 alcanzó los US\$32/MWh, en contraste con los US\$166/MWh registrados durante el 3T23 debido a la recuperación de recurso hídrico, ingreso de una nueva central de generación eólica y menores indisponibilidades de centrales.

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

Nombre del Proyecto	Capacidad Instalada	Tecnología	Ubicación	Etapas de desarrollo
Horizonte	816 MW	Eólica	Región de Antofagasta	Construcción
Baterías Diego de Almagro	8 MW / 32 MWh	Baterías	Región de Atacama	Puesta en marcha
Inti Pacha I,II&III	750 MW	Solar	Región de Antofagasta	EIA aprobado
Jardín Solar	537 MW	Solar	Región de Tarapacá	EIA aprobado
Junquillos	360 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Celda Solar	422 MW + 240 MW/ 1200MWh	Solar + Baterías	Región de Arica	EIA en tramitación

● **Proyecto Eólico Horizonte (816 MW):** El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 130 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta, considerando el desplazamiento por la Ruta 5. Considera una potencia de 816 MW, que se compone de 140 máquinas de 5,83 MW cada una y una generación anual promedio de aproximadamente 2.450 GWh. La conexión al SEN se realizará en la S/E 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 para este proyecto alcanza los US\$898 millones. Se estima que comience a inyectar energía al sistema en 1T24, sujeto a la entrada de operación de la subestación Parinas que se encuentra en su última etapa de construcción por Transelec. Por otro lado, la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta hacia el 4T24.

Al cuarto trimestre 2023 se alcanzó el 75,6% de avance del proyecto. Sigue avanzando el montaje de las turbinas, alcanzando el “mechanical completion” de 44 aerogeneradores. Además, sigue en proceso la construcción de caminos internos y plataformas de los aerogeneradores, con avance acumulado de un 96% para las obras civiles, así como de las subestaciones, líneas de transmisión y redes de media tensión, con avance acumulado de un 87% con respecto a las obras eléctricas completas. En total, se han descargado a la fecha 535 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. A fines de diciembre de 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 Baterías Diego de Almagro (8 MW/32 MWh):** El Proyecto considera la instalación de un bloque de baterías de una capacidad de 8 MW para 4 horas (32 MWh) en las instalaciones del parque fotovoltaico Diego de Almagro. La evacuación de la energía será por la infraestructura existente del parque fotovoltaico. La inversión total del proyecto alcanza los US\$11 millones. Al 4T23 las pruebas sistémicas han sido ejecutadas y se espera la aprobación para la operación comercial ejecutando diariamente operaciones de carga e inyección de energía.

En 4T23 se ha ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental una carta de pertinencia que tiene por objeto determinar el tipo de permiso ambiental necesario para la instalación de un sistema de almacenamiento a 1.000 MWh.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha I, II y III (250 MW cada fase):** 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 4T22. 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 4T23 se ha ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental una carta de pertinencia que tiene por objeto determinar el tipo de permiso ambiental necesario para la instalación de un sistema de almacenamiento de 400 MW de 5h de duración.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico Jardín Solar (537 MW):** 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 4T23 se ha ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental una carta de pertinencia que tiene por objeto determinar el tipo de permiso ambiental necesario para la instalación de un sistema de almacenamiento a 1.000 MWh.

● **Proyecto Eólico Junquillos (360 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 472,5 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 1T23 se inició el proceso de participación ciudadana en el marco de la tramitación ambiental.

Durante el 4T23, se ingresó la Adenda 1 del EIA en el SEIA, en el marco de la tramitación ambiental del proyecto.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico Celda Solar (420 MW + 240 MW de almacenamiento):** 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 120MW/5h - 600MWh 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 un proyecto fotovoltaico de 420 MW y un BESS de 240 MW de 5h de duración, se ingresó a tramitación el 3T22 y actualmente se encuentra a la espera de la resolución final por parte de Servicio de Evaluación Ambiental. Todas las reparticiones han expresado conformidad con el proyecto.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 4T23, 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.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

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

B. Factores de Riesgo

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

● B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

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

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

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

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

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

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

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

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

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 de sus proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de riesgos a través de seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico 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

Proceso Constitucional

El 17 de diciembre de 2023, la ciudadanía rechazó el nuevo proyecto de constitución propuesto por el Consejo Constitucional y con ello finaliza el proceso iniciado el 12 de diciembre de 2022 con la firma del “Acuerdo por Chile”. Por lo anterior, se cierra un proceso que pudo generar cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país.

Leyes Promulgadas

1. Se registra **Ley Corta de Desalinización**. El 27 de diciembre se publicó la Ley 21.639 que modifica el DFL N°850/1997 del Ministerio de Obras Públicas (“MOP”), permitiendo el desarrollo de proyectos de infraestructura hídrica y desalinización a través de sistemas de concesiones públicas, con el fin de destinar agua al cumplimiento de la función de subsistencia y riego.

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.
 - **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, el proyecto se encuentra en primer trámite constitucional en el Senado siendo revisado por la Comisión de Minería y Energía. No posee urgencia.

2. El 16 de enero de 2024 el Ministerio de Energía presentó el **Proyecto de Ley de Normalización Tarifaria**, con el objeto de aminorar el impacto del alza prevista en los precios de clientes regulados, y respetar los precios reales acordados en los contratos de licitación. Los lineamientos principales del proyecto son:
 - Extender la vigencia del Fondo de Estabilización de Tarifas hasta el 2035 y aumentar los recursos contabilizados para la operación del MPC de 1.800 MMUSD a 5.500 MMUSD.
 - Habilitar el financiamiento para la creación de un subsidio transitorio para clientes residenciales vulnerables.
 - Habilitar que las diferencias derivadas de las variaciones mensuales del precio de los contratos sean reconocidas como documentos de pago, acorde al mecanismo MPC.
 - Descongelar las tarifas de distribución (VAD) de forma gradual.

El proyecto se encuentra en primer trámite constitucional en el Senado, siendo revisado por la Comisión de Minería y Energía. Se encuentra con urgencia calificada de discusión inmediata.

3. El 4 de octubre de 2023, la Comisión de Recursos Hídricos, Desertificación y Sequía del Senado retomó el **Proyecto de Ley que regula el uso de agua de mar para desalinización**. Este proyecto ingresó el año 2018 a la Comisión, la cual realizó el primer informe y luego fue votado en general por la Sala del Senado. En 2019, la Comisión presentó un segundo informe y, en 2021, se puso en tabla la votación en particular la cual quedó pendiente debido a que se solicitó a la Comisión emitir un informe complementario el cual aún no es entregado. En marzo de 2022, el gobierno de Sebastián Piñera presentó una indicación sustitutiva que cambiaba el texto íntegro del proyecto. Las principales disposiciones que se incorporaron en aquella indicación sustitutiva son:
 - Creación de una concesión de extracción de agua de mar y uso del borde costero para su desalinización otorgada por la DGA.
 - Concesión no otorga dominio sobre BNUP incluidos en la concesión: sólo habilita para usar y gozar de ellos, y en actividades propias de la concesión.
 - Creación de una Estrategia Nacional de Desalinización, con diferentes objetos.
 - Priorización del consumo humano, saneamiento y la preservación de los ecosistemas y el uso productivo sustentable.

Actualmente la comisión se encuentra discutiendo en particular esta iniciativa.

4. El 5 de octubre de 2022, fue ingresada una moción parlamentaria a la Cámara de Diputados que **modifica la ley N° 19.300 y regula la instalación, y coexistencia con comunidades colindantes, de complejos de aerogeneración y plantas fotovoltaicas**. Este proyecto se sumó a una iniciativa de junio de 2021 que regula la construcción, instalación y operación, su impacto ambiental y la fiscalización de complejos de aerogeneradores de energía eléctrica. Por lo anterior, el 31 de julio de 2023, la Cámara de Diputados aprobó refundir ambos proyectos, sin embargo, aún no se conoce dicho documento. Este proyecto es de especial interés por los riesgos que generaría para la industria renovable y la transición energética, puesto que abarca aspectos de diseño y construcción; como distancia mínima entre torres, tipo de suelo permitido, y restricciones de ubicación de proyectos colindantes. Colbún y las asociaciones gremiales están realizando un seguimiento en detalle de lo que pueda surgir del documento refundido.

Anuncios: Presentación proyectos de ley Sistema Inteligente de Permisos y Evaluación Ambiental 2.0

El 10 de enero de 2024, el Gobierno presentó dos iniciativas en el marco de la aceleración de la inversión pública y privada, encargada al Gabinete Pro-Crecimiento y Empleo. Ambas iniciativas son proyectos de ley que fueron ingresadas posteriormente al Congreso.

1. **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 autoridades sectoriales autoridades 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 asegurará un perfeccionamiento progresivo de la normativa sectorial.
 - Establecimiento de normas procedimentales mínimas y un sistema unificado de información.
 - Modificación de 37 cuerpos normativos, apuntando a la eficiencia administrativa.

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

2. **Evaluación Ambiental 2.0:** El miércoles 10 de enero de 2024 el Ejecutivo el cual tendría el objetivo de fortalecer la institucionalidad ambiental contenida en la ley 19.300, mejorar su eficiencia y modificar cuerpos legales asociados. Sus principales propuestas son:
 - Participación temprana voluntaria: las empresas podrán dar a conocer a las comunidades 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, y a la Comisión de Hacienda.

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 respecto 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:

- Habilitación y promoción del mercado.
- Infraestructura habilitante.
- Participación, información y educación.
- Sistema de permisos.

- Sustentabilidad de la industria.
- Despliegue territorial.
- Desarrollo de capacidades, conocimientos y habilidades.
- Posicionamiento internacional.

El período de consulta pública se extenderá hasta el 13 de febrero.

Plan de Descarbonización

Continúan 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.

Las jornadas de trabajo se realizarán entre el 28 de septiembre hasta el 25 de enero, y el Ministerio espera cerrar esta hoja de ruta en abril de 2024.

Situación Contratos de Suministro con Clientes Regulados

Durante septiembre de 2023, Acciona Energía Chile Holdings solicitó a la Comisión Nacional de Energía activar el mecanismo de revisión de precios de los contratos de licitación, establecido en el Art. 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Las condiciones que pueden desencadenar que su solicitud sea acogida es que se detecten causas no imputables a la empresa, que generen desequilibrios económicos, y que estén asociadas a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial. Este tema sigue siendo evaluado por la Comisión. El principal riesgo de que esta solicitud sea acogida es que se desencadene un trato discriminatorio en la adjudicación de las licitaciones, considerando que las contingencias del sector pudieron ser previstas por otros oferentes en 2015 y por lo tanto sus precios fueron efectivamente competitivos, en contrapartida con aquellas empresas que no previeron ciertos riesgos y hoy podrían utilizar este mecanismo para ajustar su precio ofertado.

Adicionalmente, el 9 de enero de 2024 la CNE informó al Coordinador que Energía Renovable Verano Tres SpA y Cox Energía SpA, ambas empresas adjudicatarias de contratos regulados en la licitación 2017/01, solicitaron el 22 de diciembre de 2023 el término anticipado de contrato. Esta solicitud está siendo evaluada por la CNE.

PERU

Normas Promulgadas

El 23 de diciembre de 2023, se publicó en El Peruano la Modificación de la Norma “Procedimiento de Aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) (Resolución N° 236-2023-OS/CD) el cual presenta las siguientes modificaciones:

- Se excluyen del beneficio FOSE a (i) las personas jurídicas, entidades del Estado, escuelas y a los usuarios residenciales con nombres comerciales y (ii) los usuarios residenciales con más de un suministro. Con excepción de las zonas que no se tengan planos estratificados registrados en el INEI.
- Los usuarios que sean titulares de más de un suministro a nivel nacional deberán solicitar su exclusión del beneficio FOSE a las empresas distribuidoras a las que pertenezca cada suministro.
- Se dispone que la Gerencia de Regulación de Tarifas de OSINERGMIN se encargará de aprobar Factor de Recargo y Programa de Transferencias del FOSE. Contra dicha resolución, la empresa distribuidora podrá interponer un recurso de apelación, el cual será resuelto por la Gerencia General.

Finalmente se dispone que la presente Resolución será aplicable a partir del 1 de enero de 2024.

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), que ha sido el resultado de las iniciativas anteriores, 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 1 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 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, de GLP y otros hidrocarburos.

El 4 de diciembre de 2023, el presidente de la República observó 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.

3. El **Proyecto de Ley relacionado al Canon Eólico** (PdL 2454/2021 y PdL 2939/2022) es una iniciativa por parte del Gobierno Local de Ocucaje y del Congreso. El 28 de febrero del 2023, en la sesión de la Comisión de Energía y Minas, se tuvo un dictamen favorable, Dictamen 18, donde se incorporó el título X (Canon eólico) en la Ley 27506 - Ley de Canon. El mecanismo de este proyecto propone la creación del canon a la explotación de los recursos eólicos, compuesto por el 50% del Impuesto a la Renta que pagan las empresas concesionarias de generación de energía eléctrica que utilizan el recurso eólico.

Adicionalmente, el 27 de junio del 2023 se publicó un nuevo Proyecto de Ley “PdL 5491/2022 - Ley que incorpora el Canon Eólico”, el cual plantea como puntos relevantes la distribución del canon bajo el siguiente mecanismo:

- El 25% para las municipalidades distritales
- El 25% para las municipalidades provinciales
- El 50% para los centros poblados o comunidades campesinas o nativas.

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.

4. El **Proyecto de Ley que fomenta el uso del Hidrógeno** (PdL 3267/2022, PdL 3272/2022 y PdL 4374/2022), bajo el Dictamen 34, fue aprobado el 20 de junio del 2023 en la Comisión de Energía y Minas. La propuesta considera los siguientes puntos relevantes:
- Política y Planificación: El MINEM formula las políticas y los planes energéticos sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde. Asimismo, se menciona el otorgamiento de beneficios económicos y tributarios y el establecimiento de metas de corto, mediano y largo plazo.
 - Certificación de Origen Verde: El MINEM establece en el reglamento los requisitos necesarios para la obtención de la certificación de origen verde del hidrógeno verde, para lo cual coordina con los sectores involucrados.
 - 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 como vector energético.

El 31 de octubre de 2023, la propuesta fue incluida en la Agenda del Pleno y actualmente está a la espera de debate en el congreso.

5. El **Proyecto de Ley que Fomenta la Electromovilidad** (PdL 3397/2022, y PdL 3741/2022). El 14 de junio del 2023 se aprobó bajo el dictamen 28 en la Comisión de Energía y Minas. Se tienen como propuestas los siguientes temas:
- Interés Nacional: Se declara de interés nacional la promoción del uso de vehículos eléctricos, híbridos y la implementación de la infraestructura de carga necesaria, con el objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la reducción en la importación de combustibles líquidos.
 - Política y Planificación: El MINEM formula las políticas y los planes energéticos sectoriales para el fomento de la electromovilidad, que deben estar alineados con las políticas del Ministerio de Transporte y Comunicaciones (MTC) y del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), que incluyen: Incentivos económicos para la adquisición de vehículos eléctricos e híbridos con fines de renovación de flota vehicular por vehículos eléctricos e híbridos, e implementación de infraestructura de carga para su abastecimiento energético. Otorgamiento de beneficios económicos y tributarios para la fabricación, ensamblaje o importación de vehículos eléctricos e híbridos.
 - Infraestructura de Carga: El servicio que se brinda en las estaciones de carga califica como una actividad comercial, se desarrolla en condiciones de competencia y es de acceso público. Los titulares de las estaciones de carga reportan las tarifas del servicio al Osinergmin, a fin de que dichas tarifas sean publicadas.

A partir de mayo de 2023, se presentaron adicionalmente una serie de Proyectos de Ley que fomentan la Electromovilidad (PdL 4903/2022, PdL 4902/2022, PdL 5369/2022, PdL 5306/2022, PdL 5188/2022), los cuales aún se encuentran en revisión dentro de las comisiones respectivas.

6. 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.

7. El **Proyecto de Ley de Equilibrio y Estabilización Tarifaria**, el cual es impulsado por la Comisión especial Multipartidaria Capital Perú. El 27 de marzo del 2023, se debatió la iniciativa legislativa sobre la formalización de medidas temporales en materia eléctrica en beneficio del conjunto de Usuarios el Mercado Eléctrico Nacional. Las principales medidas de este proyecto de ley son las siguientes:
- Se aplicará un recargo que será aplicable a los cargos por energía y potencia de los Usuarios Libres en el periodo de vigencia del Programa de Equilibrio Tarifario. El recargo unitario por tiene por finalidad procurar que máximo hasta fines del año 2030, el Precio a Nivel Generación a nivel de Barra de Generación difiera en máximo 10% del Precio Medio del Mercado Libre publicado por OSINERGMIN.
 - Para la fijación del Recargo por Equilibrio Tarifario, OSINERGMIN considera los valores máximos de 3,5 USD/MWh hasta el 2023, un incremento de 10% desde el 2024 y un exceso máximo de 7 USD/MWh a partir del 2029 al 2030.
 - El Recargo por Equilibrio Tarifario es fijado trimestralmente por OSINERGMIN sobre la base de la proyección del número de Usuario beneficiarios del Programa de Equilibrio Tarifario.

Al cierre del cuarto trimestre, este proyecto aún se encuentra en debate en comisión, no mostrando avances.

8. El **Proyecto de Ley que promueve el uso de energía verde** (PdL 6354/2023). El 08 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 de 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.

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 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 meses a partir de su publicación. Este Reglamento tiene como objetivo establecer un marco regulatorio que oriente a los diferentes actores participantes 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.

Instalación de Mesa Ejecutiva del Poder Ejecutivo

El 05 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.

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).

Respecto de los valores de largo plazo, las licitaciones de suministro de clientes regulados concluidas en agosto de 2016, octubre de 2017 y agosto de 2021 se tradujeron en una baja importante en los precios presentados y adjudicados, reflejando la mayor dinámica competitiva que existe en este mercado y el impacto que está teniendo la irrupción de nuevas tecnologías -solar y eólica fundamentalmente- con una significativa reducción de costos producto de su masificación.

Adicionalmente, y dada la diferencia de precios de la energía entre clientes libres y regulados, ciertos clientes se han acogido a régimen de cliente libre. Lo anterior se puede producir dada la opción, contenida en la legislación eléctrica que permite que los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden ser categorizados como clientes regulados o libres. Colbún tiene uno de los parques de generación más eficientes del sistema chileno, por lo que tiene la capacidad de ofrecer condiciones competitivas a estos clientes.

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, puede generar costos de integración y por lo tanto afectar 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 0,1% durante el 4T23 respecto al 4T22, mientras que Perú también ha experimentado un aumento de aproximadamente un 1,0% en comparación al 4T22.

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. Para mitigar este riesgo se utilizan swaps de tasa de interés fija.

Al 31 de diciembre de 2023, 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. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. En el último tiempo, Colbún ha expandido su presencia en el segmento de clientes libres medianos y pequeños, por lo cual ha implementado nuevos procedimientos y controles relacionados con la evaluación de riesgo de este tipo de clientes y seguimiento de su cobranza. Trimestralmente se realizan cálculos de provisiones de incobrabilidad basados en el análisis de riesgo de cada cliente considerando el rating crediticio del cliente, el comportamiento de pago y la industria entre otros factores.

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

Al 31 de diciembre de 2023, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “money market”.

La información sobre rating crediticio de los clientes se encuentra revelada en la nota 11 de los Estados Financieros.

B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de diciembre de 2023, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$1.031 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 50 días (se incluyen depósitos con duración inferior y superior a 90 días, estos últimos son registrados como “Otros Activos Financieros Corrientes” en los Estados Financieros Consolidados) e inversiones de renta fija con menor a 1 año que se estima mantener hasta su vencimiento.

Asimismo, la Compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) 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 y (ii) 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\$99 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de diciembre de 2023, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 31 de diciembre de 2023 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 23 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de diciembre de 2023 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 21%. 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 48% 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.