

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Al 30 de Junio de 2023

2º TRIMESTRE 2023

ÍNDICE

2T23 Informe trimestral

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	5
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	8
Análisis Resultado Operacional Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	12
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	16
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	17
Perspectivas de mediano plazo Chile	17
Perspectivas de mediano plazo Perú	18
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	18
Gestión de riesgo	21

Conference Call Resultados 2T23

Fecha: **Viernes 28 de julio 2023**
 Hora: 12:00 PM 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

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

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

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del segundo trimestre del año 2023 (2T23) ascendieron a **US\$546,0 millones**, aumentando un 6% respecto a los ingresos registrados el segundo trimestre del año 2022 (2T22), debido principalmente a mayores ventas tanto a clientes libres como regulados, asociadas a un mayor precio promedio de venta en ambos segmentos como resultado de la variación positiva de indexadores en dichos contratos. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas en el mercado spot, producto de la menor generación registrada tanto en Chile como en Perú. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-23 ascendieron a **US\$1.100,6 millones**, aumentando un 18% respecto a jun-22, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **EBITDA** consolidado del 2T23 alcanzó **US\$134,8 millones**, disminuyendo un 12% con respecto al EBITDA de US\$152,9 millones del 2T22. Esta disminución se explica por (1) mayores compras de energía y potencia en Perú, asociadas a la extensión del mantenimiento mayor realizado en la CT Fenix, las cuales fueron a un mayor precio promedio de compra debido a un significativo aumento del costo marginal observado durante el trimestre producto del despacho de centrales en base a diésel, y (2) mayor consumo de carbón y gas producto de un mayor precio promedio de compra. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ingresos de actividades ordinarias. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-23 totalizó **US\$327,0 millones**, aumentando un 10% respecto a jun-22, principalmente producto de mayores ingresos de actividades ordinarias, compensado parcialmente por mayores costos en materias primas y combustibles.
- El **Resultado no operacional** el 2T23 presentó una ganancia de **US\$88,7 millones**, que se compara con la pérdida de US\$40,9 millones registrada en 2T22, principalmente asociado a mayores "Otras ganancias" producto del ingreso de US\$ 116,4 millones, correspondiente a ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA, (2) mayores ingresos financieros producto de las mayores tasas de inversión de los excedentes de caja y (3) a una menor pérdida por apreciación del tipo de cambio en relación con el 2T22. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a jun-23 alcanzó una ganancia de **US\$69,4 millones**, comparado con una pérdida de US\$71,3 millones a jun-22. La mayor ganancia se explica principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El 2T23 registró un **gasto por impuestos** por **US\$41,9 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$19,0 millones en 2T22. El aumento en el gasto por impuesto se debe principalmente a la mayor utilidad antes de impuesto registrada en el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la apreciación del Sol Peruano durante 2T23 y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a jun-23 se registró un gasto por impuestos de **US\$72,3 millones**, que se compara con los US\$25,4 millones a jun-22, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- La Compañía presentó en el 2T23 una **ganancia** que alcanzó los **US\$131,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$37,7 millones registrada durante el 2T22, debido principalmente al ingreso de US\$116,4 millones, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A. mencionado anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$223,2 millones** a jun-23, que se compara con una ganancia de US\$93,6 millones registrada a jun-22, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Hechos destacados del trimestre

- Con fecha 24 de abril la Compañía recibió US\$ 116,4 millones, correspondiente a ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA, según lo pactado por las partes en Contrato de Compraventa de fecha 30 de marzo de 2021, cuyo cierre y pago se informó el 10 de agosto de 2021, quedando pendiente en esa ocasión un ajuste de precio final habitual en este tipo de transacciones.
- Con fecha 12 de mayo se pagó un dividendo 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, totalizó en US\$83,5 millones, equivalente 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 ascendió a US\$223 millones con cargo al ejercicio 2022.
- Durante este trimestre, la CT Fenix Power realizó su mantenimiento mayor programado, el cual tuvo una extensión por sobre 26 días con respecto al calendario original presupuestado, que alcanzó 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). Dentro de las actividades principales involucradas, éstas abarcaron el mantenimiento mayor de las turbinas a gas TG11 y TG12 (remoción de los rotores, reemplazo de partes capitales y de combustión, inspecciones y ensayos no destructivos), mantenimiento mayor de la turbina a vapor TV10 (remoción de los rotores, inspección, limpieza y ensayos no destructivos, y reparaciones) y upgrade del sistema de control MarkVI en las tres turbinas y del sistema de arranque de las turbinas a gas TG11 y TG12.
- Al 30 de junio, la Compañía alcanzó el 59% de avance del proyecto eólico Horizonte, alcanzando el “*mechanical completion*” de 13 aerogeneradores al término del trimestre. Además, sigue en proceso la construcción de caminos internos, plataformas y fundaciones de los aerogeneradores, con un avance de 85%, así como de las subestaciones, líneas de transmisión y redes de media tensión, con un avance de 65%. En total, se han descargado a la fecha 255 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. La Compañía está haciendo todos los esfuerzos y gestiones a nivel regional y nacional para minimizar eventuales atrasos que esta situación pueda provocar al Proyecto, los que a la fecha no se han producido. De no resolverse este problema en los próximos meses, podría acarrear un retraso.
- Al 30 de junio, las baterías de la central Diego de Almagro se encuentran a la espera de la autorización de las pruebas de señales en tiempo real (SITR) para la operación comercial, por parte del Coordinador Eléctrico Nacional. La realización de estas pruebas es fundamental para su certificación y puesta en servicio.

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 2T22 y 2T23 y acumulado a jun-22 y jun-23.

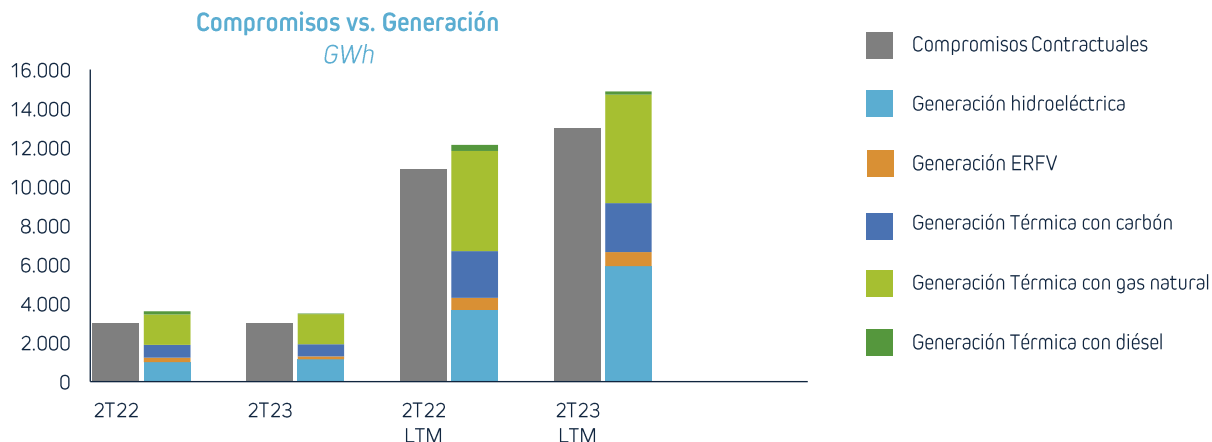
Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
6.738	6.793	Total Ventas Físicas (GWh)	3.549	3.431	1%	(3%)
1.171	1.276	Clientes Regulados	622	656	9%	6%
4.793	4.767	Clientes Libres	2.393	2.329	(1%)	(3%)
775	750	Ventas en el Mercado Spot	535	446	(3%)	(17%)
1.508	1.626	Potencia (MW)	1.552	1.623	8%	5%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
6.873	6.960	Total Generación (GWh)	3.623	3.514	1%	(3%)
1.806	2.096	Hidráulica	1.001	1.140	16%	14%
4.565	4.478	Térmica	2.371	2.204	(2%)	(7%)
3.091	3.172	Gas	1.564	1.531	3%	(2%)
183	61	Diésel	153	39	(67%)	(75%)
1.291	1.245	Carbón	653	634	(4%)	(3%)
502	386	ERFV*	250	170	(23%)	(32%)
57	41	Edíca	24	22	(28%)	(8%)
444	345	Solar	226	148	(22%)	(35%)
0	0	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-	-
775	750	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	535	446	(3%)	(17%)

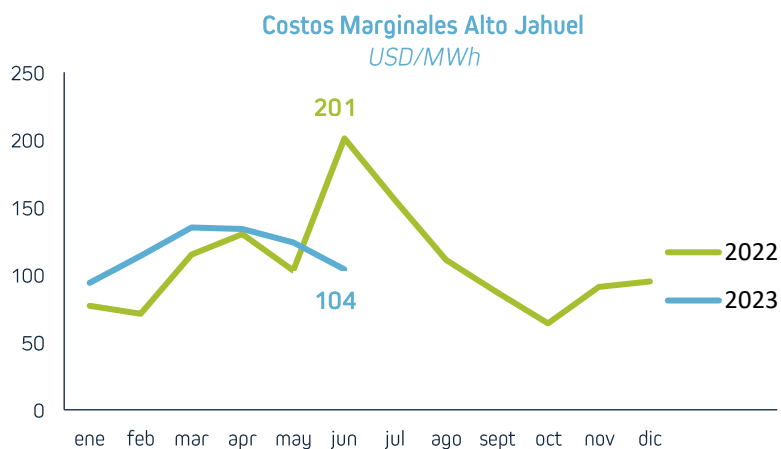
(*): Incluye la energía comprada a las centrales Punta Palmeras.
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

- Las **ventas físicas** durante el 2T23 alcanzaron **3.431 GWh**, disminuyendo un 3% en comparación con el 2T22, principalmente debido a (1) las menores ventas al mercado spot producto de una menor generación registrada este trimestre y (2) menores ventas físicas a clientes libres explicadas principalmente por un menor consumo de dicho segmento. Dicho efecto fue parcialmente compensado por las mayores ventas físicas a clientes regulados explicadas por el vencimiento de contratos entre otras empresas generadoras y empresas distribuidoras que implicaron un mayor factor de carga para aquellos contratos que continúan vigentes.
- Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **3.514 GWh**, disminuyendo un 3% en relación con el 2T22, principalmente por una caída en la generación diésel (-114 GWh) por menor despacho económico y ERFV (-80 GWh) por el término de un contrato de energía con terceros. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor generación hidráulica (+139 GWh).
- En **términos acumulados**, las ventas físicas a jun-23 alcanzaron **6.793 GWh**, aumentando un 1% respecto a jun-22, principalmente debido a mayores ventas físicas a clientes regulados explicadas anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores ventas a clientes libres y en el mercado spot. Por su parte, la **generación acumulada** a jun-23 alcanzó los **6.960 GWh**, aumentando un 1% respecto a jun-22 principalmente por (1) la mayor generación hídrica (+290 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación térmica (-87 GWh), producto de una menor generación en base a diésel explicada anteriormente.
- El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por **446 GWh**, mientras que el 2T22 se registraron ventas netas por 535 GWh. Esta variación se explica principalmente por la menor generación registrada durante el trimestre, mencionada anteriormente. En **términos acumulados**, a jun-23, el balance en el mercado spot registró ventas netas por **750 GWh**, mientras que a jun-22 se registraron ventas netas por 775 GWh. Esta variación se explica principalmente por una menor generación acumulada.



● **Mix de generación en Chile:** A jun-23, el año hidrológico (abr23-mar24) ha presentado variaciones en cuanto a las precipitaciones de un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: -27,8%; Maule: 70,0%; Laja: 42,3% Biobío: 21,5%; y Chapo: -22,4%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, disminuyó en un 13% respecto al 2T22, promediando US\$120,8/MWh en el 2T23.

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
41.620	41.564	Total Generación (GWh)	20.868	20.699	(0%)	(1%)
7.460	7.887	Hidráulica	3.576	3.645	6%	2%
8.680	10.710	Gas	4.760	5.716	23%	20%
1.068	414	Diésel	790	167	(61%)	(79%)
11.887	7.965	Carbón	6.080	4.380	(33%)	(28%)
4.333	4.734	Eólica	2.069	2.438	9%	18%
6.829	8.457	Solar	2.933	3.629	24%	24%
1.363	1.397	Others	660	724	2%	10%



2.2. Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 2 a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T22 y 2T23 y acumulado a jun-22 y jun-23.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
1.954	1.839	Total Ventas Físicas (GWh)	952	889	(6%)	(7%)
982	998	Clientes Regulados	481	492	2%	2%
225	720	Clientes Libres	108	358	-	-
748	121	Ventas en el Mercado Spot	363	39	(84%)	(89%)
568	570	Potencia (MW)	568	570	0%	0%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
1.957	1.307	Total Generación (GWh)	929	338	(33%)	(64%)
1.957	1.307	Gas	929	338	(33%)	(64%)

44	567	Compras en el Mercado Spot (GWh)	44	562	-	-
703	(446)	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	318	(524)	-	-

● **Las ventas físicas** durante el 2T23 alcanzaron **889 GWh**, disminuyendo en 7% respecto al 2T22. Las menores ventas físicas son explicadas principalmente por menores ventas de energía al mercado spot, debido a una menor generación de la CT Fenix por la ejecución del mantenimiento mayor, cuya extensión fue de 70 días en total. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas a clientes libres respecto al 2T22, explicadas principalmente por el ingreso nuevos contratos por un total de 37 MW.

● Por su parte, la **generación** de Fenix alcanzó **338 GWh**, disminuyendo un 64% respecto al 2T22. Esta menor disponibilidad se explica principalmente por una mayor duración del mantenimiento mayor durante el trimestre en relación con el 2T22.

● **En términos acumulados**, las ventas físicas a jun-23 alcanzaron **1.839 GWh**, disminuyendo 6% respecto a jun-22, debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, **la generación acumulada** a jun-23 alcanzó los **1.307 GWh**, disminuyendo un 33% respecto a jun-22, principalmente producto del mantenimiento mayor, el cual tuvo una mayor duración al realizado durante el año anterior

● El **balance en el mercado spot** del 2T23 registró compras netas por **524 GWh**, en comparación con las ventas netas por 318 GWh durante el 2T22, debido a la menor disponibilidad de la CT Fenix mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, a jun-23 se registraron compras netas por 446 GWh, que se comparan con las ventas netas por 703 GWh registradas a jun-22; las variaciones se explican principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **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 seca con una probabilidad de excedencia de 79% al mes de junio del año 2023 vs. 34% al mes de junio del año 2022.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó en un 8% en comparación a Jun-22 debido principalmente a menor hidrología en el 2T23 y a los mantenimientos de las centrales hídricas de Mantaro, Restitución y Cerro del Águila. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 33% a jun-23 en comparación a jun-22 debido principalmente a un incremento de la demanda del sistema, y a la menor producción hidráulica debido a la menor hidrología y los mantenimientos de las centrales hídricas mencionados anteriormente.

La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 2T23 fue de 7% respecto al 2T22, debido principalmente al incremento de consumo de la demanda regulada y demanda de empresas mineras.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T22 y 2T23 y acumulado a jun-22 y jun-23.

Tabla 3: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
930.8	1,100.6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	514.0	546.0	18%	6%
215.8	252.1	Venta a Clientes Regulados	111.1	128.8	17%	16%
480.6	603.5	Venta a Clientes Libres	244.8	298.2	26%	22%
211.4	211.6	Ventas de Energía y Potencia	147.9	103.2	-	(30%)
0.0	0.0	Peajes	0.0	0.0	-	-
22.9	33.4	Otros Ingresos	10.2	15.7	46%	54%
(564.1)	(693.6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(326.5)	(370.0)	23%	13%
(73.5)	(80.4)	Peajes	(36.8)	(41.9)	9%	14%
(68.8)	(105.8)	Compras de Energía y Potencia	(40.4)	(73.0)	-	81%
(269.5)	(342.5)	Consumo de Gas	(150.2)	(163.9)	27%	9%
(57.9)	(16.1)	Consumo de Petróleo	(50.8)	(8.7)	(72%)	(83%)
(63.0)	(101.3)	Consumo de Carbón	(32.0)	(55.7)	61%	74%
(31.5)	(47.4)	Otros	(16.3)	(26.8)	51%	64%
366.7	407.0	MARGEN BRUTO	187.5	176.0	11%	(6%)
(41.4)	(45.6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(21.2)	(23.4)	10%	10%
(26.8)	(34.5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(13.4)	(17.8)	29%	33%
(108.1)	(100.9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(55.3)	(50.3)	(7%)	(9%)
190.4	226.1	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	97.6	84.5	19%	(13%)
298.5	327.0	EBITDA	152.9	134.8	10%	(12%)
6.8	31.8	Ingresos Financieros	4.2	16.5	-	-
(41.5)	(45.2)	Gastos Financieros	(20.6)	(22.1)	9%	7%
(9.5)	(2.2)	Diferencias de Cambio	(11.0)	(3.1)	(77%)	-
5.2	7.4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2.6	3.4	42%	29%
(32.3)	77.5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(16.1)	94.0	-	-
(71.3)	69.4	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(40.9)	88.7	-	-
119.0	295.4	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	56.7	173.1	-	-
(25.4)	(72.3)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(19.0)	(41.9)	-	-
93.6	223.2	GANANCIA (PÉRDIDA)	37.7	131.2	-	-
86.5	221.8	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	38.8	133.9	-	-
7.1	1.4	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(1.1)	(2.7)	-	-

(*): 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 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	jun-22	dic-22	jun-23
Chile (CLP / US\$)	932,08	855,86	801,66
Chile UF (CLP/UF)	33.086,83	35.110,98	36.089,48
Perú (PEN / US\$)	3,83	3,82	3,63

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T22 y 2T23, y acumulado a jun-22 y jun-23. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
822,7	977,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	461,0	482,3	19%	5%
143,8	171,4	Venta a Clientes Regulados	75,4	88,4	19%	17%
471,0	568,4	Venta a Clientes Libres	240,1	278,4	21%	16%
190,9	209,7	Ventas de Energía y Potencia	137,0	103,2	10%	(25%)
17,0	27,8	Otros Ingresos	8,4	12,4	63%	47%
(510,7)	(604,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(298,7)	(310,7)	18%	4%
(70,4)	(78,5)	Peajes	(35,4)	(41,1)	12%	16%
(66,6)	(66,2)	Compras de Energía y Potencia	(38,2)	(35,0)	(1%)	(9%)
(225,5)	(301,8)	Consumo de Gas	(128,0)	(147,5)	34%	15%
(57,8)	(16,1)	Consumo de Petróleo	(50,8)	(8,7)	(72%)	(83%)
(63,0)	(101,3)	Consumo de Carbón	(32,0)	(55,7)	61%	74%
(27,4)	(40,3)	Otros	(14,4)	(22,7)	47%	58%
312,0	373,0	MARGEN BRUTO	162,2	171,7	20%	6%
(37,2)	(40,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(19,5)	(21,1)	10%	8%
(23,1)	(30,6)	Otros Gastos, por Naturaleza	(11,6)	(16,0)	32%	38%
(90,4)	(83,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(46,4)	(41,8)	(8%)	(10%)
161,3	218,2	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	84,7	92,7	35%	9%
251,7	301,6	EBITDA	131,1	134,5	20%	3%

(*): 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 2T23 ascendieron a **US\$482,3 millones**, aumentando un 5% respecto a los ingresos de US\$461,0 millones registrados el 2T22, debido principalmente a (1) mayores ventas a clientes libres asociadas a un mayor precio promedio de venta a pesar de las menores ventas físicas registradas, y (2) mayores ventas a clientes regulados asociadas a un mayor precio promedio de venta por una variación positiva de los indexadores en el trimestre. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas en el mercado spot. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-23 ascendieron a **US\$977,4 millones**, aumentando un 19% respecto a jun-22, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 2T23 totalizaron **US\$310,7 millones**, aumentando un 4% respecto al 2T22, principalmente producto de los mayores costos de consumo de gas y carbón asociado a un mayor precio promedio de compra. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos de consumo de petróleo asociado principalmente a una menor generación con dicho combustible durante el período. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a jun-23, alcanzaron los **US\$604,3 millones**, aumentando un 18% respecto a jun-22, principalmente por de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA** del 2T23 alcanzó **US\$134,5 millones**, aumentando un 3% respecto al EBITDA de US\$131,1 millones al 2T22, debido principalmente a los mayores ingresos de actividades ordinarias, parcialmente compensado por mayores costos de materias primas y combustibles mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-23 totalizó los **US\$301,6 millones**, aumentando un 20% respecto a jun-22 principalmente debido a de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 6 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fénix para los trimestres 2T22 y 2T23, y acumulado a jun-22 y jun-23. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
108,1	123,2	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	53,0	63,7	14%	20%
72,0	80,7	Ventas a Clientes Regulados	35,7	40,5	12%	14%
9,6	35,1	Venta a Clientes Libres	4,7	19,8	-	-
20,6	1,8	Ventas de Energía y Potencia	10,9	0,0	-	-
5,9	5,6	Otros Ingresos	1,8	3,4	(5%)	90%
(53,6)	(89,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(27,9)	(59,3)	67%	-
(3,1)	(1,8)	Peajes	(1,4)	(0,8)	(42%)	(43%)
(2,1)	(39,6)	Compras de Energía y Potencia	(2,1)	(38,0)	-	-
(44,0)	(40,7)	Consumo de Gas	(22,2)	(16,4)	(8%)	(26%)
(0,0)	0,0	Consumo de Diésel	(0,0)	0,0	-	-
(4,2)	(7,1)	Otros	(2,1)	(4,1)	69%	96%
54,6	33,9	MARGEN BRUTO	25,1	4,3	(38%)	(83%)
(4,3)	(4,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,7)	(2,2)	11%	35%
(3,6)	(4,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(1,7)	(1,9)	10%	11%
(17,7)	(17,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,9)	(8,5)	(1%)	(4%)
28,9	7,7	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	12,9	(8,3)	(73%)	-
46,6	25,2	EBITDA	21,7	0,2	(46%)	(99%)

(*): 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 2T23 ascendieron a US\$63,7 millones**, aumentando un 20% respecto a los ingresos registrados en 2T22 por US\$53,0 millones, principalmente producto de (1) mayores ventas a clientes libres producto de la entrada en vigencia de contratos por un total de 37 MW y (2) mayores ventas a clientes regulados debido a la indexación de precios en los contratos y mayores ventas físicas en dicho segmento. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas en el mercado spot. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a jun-23 ascendieron a **US\$123,2 millones**, aumentando un 14% respecto a jun-22, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados del 2T23 alcanzaron US\$59,3 millones**, aumentando respecto al 2T22, principalmente por las mayores compras de energía y potencia en el mercado spot, mayormente producto de la menor generación registrada en el periodo, debido a la extensión por sobre lo planificado del mantenimiento mayor mencionado y a un mayor precio promedio de compra debido a un significativo aumento del costo marginal observado durante el trimestre producto del despacho de centrales en base a diésel. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a jun-23, alcanzaron los **US\$89,3 millones**, aumentando un 67% respecto a jun-22, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA de Fénix totalizó US\$0,2 millones** al 2T23, registrando una caída de un 99% respecto al EBITDA de US\$21,7 millones registrado en el 2T22, principalmente debido a las mayores compras de energía y potencia en el mercado spot como resultado de la menor disponibilidad de la central mencionada anteriormente. **En términos acumulados**, el EBITDA a jun-23 totalizó los **US\$25,2 millones**, disminuyendo un 46% respecto a jun-22 principalmente explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T22 y 2T23, y acumulado a jun-22 y jun-23. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
6,8	31,8	Ingresos Financieros	4,2	16,5	-	-
(41,5)	(45,2)	Gastos Financieros	(20,6)	(22,1)	9%	7%
(9,5)	(2,2)	Diferencias de Cambio	(11,0)	(3,1)	-	(72%)
5,2	7,4	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,6	3,4	-	29%
(32,3)	77,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(16,1)	94,0	-	-
(71,3)	69,4	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(40,9)	88,7	-	-
119,0	295,4	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	56,7	173,1	-	-
(25,4)	(72,3)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(19,0)	(41,9)	-	-
93,6	223,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	37,7	131,2	-	-
86,5	221,8	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	38,8	133,9	-	-
1,1	1,4	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(1,1)	(2,7)	-	-

El **Resultado no operacional** el 2T23 presentó una ganancia de **US\$88,7 millones**, que se compara con la pérdida de US\$40,9 millones registrada en 2T22, principalmente asociado a mayores "Otras ganancias" producto del ingreso de US\$ 116,4 millones correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA, (2) mayores ingresos financieros producto de las mayores tasas de inversión de los excedentes de caja y (3) a una menor pérdida por apreciación del tipo de cambio en relación con el 2T22. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a jun-23 alcanzó una ganancia de **US\$69,4 millones**, comparado con una pérdida de US\$71,3 millones a jun-22. La mayor ganancia se explica principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El 2T23 registró un **gasto por impuestos** por **US\$41,9 millones**, comparado con el gasto por impuestos de US\$19,0 millones en 2T22. El aumento en el gasto por impuesto se debe principalmente a la mayor utilidad registrada en el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por la apreciación del Sol Peruano durante 2T23 y su impacto sobre impuestos diferidos. **En términos acumulados**, a Jun-23 se registró un gasto por impuestos de **US\$72,3 millones**, que se compara con los US\$25,4 millones a jun-22, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

La Compañía presentó en el 2T23 una **ganancia** que alcanzó los **US\$131,2 millones**, comparado con una ganancia de US\$37,7 millones registrada durante el 2T22, debido principalmente al ingreso de US\$116,4 millones, correspondiente al ajuste final de precio asociado a la venta de Colbún Transmisión S.A. mencionado anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$223,2 millones** a jun-23, que se compara con una ganancia de US\$93,6 millones registrada a jun-22, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 8 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a dic-22 y jun-23. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

Tabla 8: Principales Partidas del Balance Consolidado, Chile y Perú (US\$ millones)

	dic-22	jun-23	Var	Var %
Activos corrientes	1.688,3	1.487,6	(200,6)	(12%)
Activos no corrientes	4.917,7	5.111,5	193,8	4%
TOTAL ACTIVOS	6.606,0	6.599,2	(6,8)	(0%)
Pasivos corrientes	542,6	396,6	(146,0)	(27%)
Pasivos no corrientes	3.110,5	3.095,2	(15,4)	(0%)
Patrimonio neto	2.952,9	3.107,4	154,5	5%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.606,0	6.599,2	(6,8)	(0%)

● **Activos Corrientes:** Alcanzaron **US\$1.487,6 millones** a jun-23, disminuyendo un 12% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de dic-22, principalmente debido a la disminución de inversiones financieras producto de (1) el pago de dividendos por US\$147,9 millones en mayo de este año, (2) desembolsos asociados al proyecto Horizonte y (3) pagos de intereses de bonos y otras obligaciones. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor flujo operacional registrado en el periodo.

● **Activos No Corrientes:** Registraron **US\$5.111,5 millones** a jun-23 aumentando un 4% 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\$396,6 millones** a jun-23, disminuyendo un 27% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de dic-22, principalmente debido a una disminución de cuentas por pagar producto del pago de dividendos durante el mes de mayo.

● **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron **US\$3.095,2 millones** al cierre de jun-23, en línea respecto al saldo registrado a dic-22.

● **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de **US\$3.107,4 millones**, aumentando un 5% respecto al Patrimonio Neto registrado a dic-22, principalmente debido las ganancias registradas durante el periodo.

Tabla 9: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

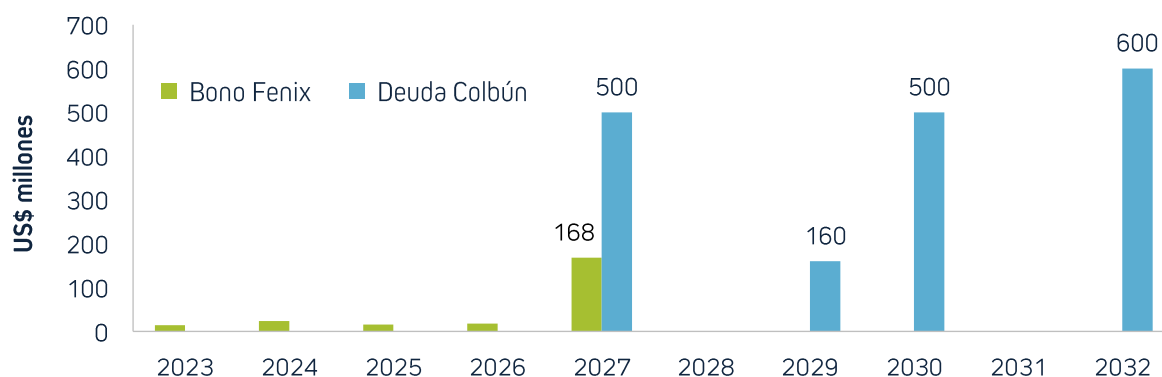
	dic-22	jun-23	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.137,9	2.124,8	(13,1)	(1%)
Inversiones Financieras**	1.154,4	949,7	(204,7)	(18%)
Deuda Neta	983,5	1.175,1	191,6	19%
EBITDA LTM	763,4	791,9	28,5	4%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,3	1,5	0,2	15%

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$240,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$11,9 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$98,6 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 10: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo

Vida Media	6,8 años
Tasa promedio	3,78%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a dic-22 y jun-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 11: Indicadores Financieros

Indicador	dic-22	jun-23	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,15	3,75	19%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,98	3,51	18%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,24	1,12	-9%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	14,85%	11,36%	-24%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	85,15%	88,64%	4%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,69	6,78	19%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	10,51%	15,96%	52%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,48%	7,25%	62%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	12,04%	14,36%	19%

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 **3,75x** y **3,51x** a jun-23 respectivamente, aumentando en un 19% y 18% respectivamente respecto a dic-22, principalmente asociado a una disminución de pasivos corrientes explicados por las menores cuentas por pagar tras el pago de dividendos mencionado anteriormente.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,12x** a jun-23, disminuyendo un 9% respecto al valor de 1,24x a dic-22 principalmente debido a los menores niveles de cuentas por pagar, mencionado anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Jun-23 fue de **11,36%**, disminuyendo un 24% respecto al valor de 14,85% a dic-22, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a jun-23 fue de **88,64%**, aumentando un 4% respecto al valor de 85,15% a dic-22, principalmente debido a la disminución de los pasivos corrientes mencionados anteriormente.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a jun-23 fue de **6,78x**, aumentando un 19% respecto al valor de 5,69x obtenido a dic-22. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a jun-23 fue de **15,96%**, aumentando un 52% respecto del valor de 10,51% registrado a dic-22. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias registradas en el periodo.
- La **Rentabilidad del Activo** a jun-23 fue de **7,25%**, registrando un aumento de 62% con respecto del valor de 4,48% a dic-22, esencialmente producto de las mayores ganancias registradas en el periodo.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a jun-23 fue de **14,36%**, aumentando un 19% respecto del valor de 12,04% a dic-22, principalmente producto del mayor resultado operacional registrado durante los últimos 12 meses.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

Tabla 12: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-22	jun-23		2T22	2T23	Ac/Ac	T/T
1.419,2	1.154,5	Efectivo Equivalente Inicial*	1.198,5	1.061,9	-	(11%)
(8,7)	156,5	Flujo Efectivo de la Operación	(65,0)	78,7	-	-
(324,1)	(204,9)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(87,1)	(158,1)	(37%)	82%
(89,4)	(156,7)	Flujo Efectivo de Inversión**	(45,9)	(34,6)	75%	(25%)
(422,2)	(205,0)	Flujo Neto del Período	(198,0)	(114,0)	(51%)	(42%)
(7,1)	0,3	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(10,6)	1,9	-	-
989,8	949,8	Efectivo Equivalente Final	989,8	949,8	(4%)	(4%)

(*) 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 2T23, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$114,0 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$198,0 millones del 2T22.

● **Actividades de la operación:** Durante el 2T23 se generó un flujo neto positivo de **US\$78,7 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$65,0 millones al 2T22 explicado principalmente por (1) los mayores ingresos de la operación registrados en el periodo y (2) un menor pago de impuestos en comparación con el 2T22 producto del impacto de la venta de Colbún Transmisión S.A. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores gastos operacionales. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de **US\$156,5 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$8,7 millones a jun-22, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$158,1 millones** durante el 2T23, que se compara con el flujo neto negativo de US\$87,1 millones al 2T22, explicado principalmente por el pago del dividendo por US\$ 139,5 millones. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$204,9 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$324,1 millones, debido principalmente a que durante el 1T22 se prepagaron bonos locales de la Compañía por US\$181 millones. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el pago de dividendo mencionado anteriormente.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$34,6 millones** durante el 2T23, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$45,9 millones al 2T22, principalmente explicado por los mayores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte. Dicho efecto fue parcialmente compensado por el ingreso de US\$116,4 millones correspondiente a ajuste final de precio asociado a la venta de las acciones de Colbún Transmisión S.A a Alfa Desarrollo SpA. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de **US\$156,7 millones**, que se compara con el flujo neto negativo de US\$89,4 millones a jun-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 17% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 5% de participación de mercado (valor menor al presentado para trimestre anterior por mantenimiento de Fenix). 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 (propias o adquiridas a terceros) 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 jun-23, el año hidrológico abr-23 - jun-23 acumuló mayores precipitaciones que las de un año medio en las principales cuencas de generación del SEN. En contraste, se presentan déficits en el Aconcagua y en el Chapo. De este modo, los superávits/déficits fueron: Aconcagua: -54%; Maule: +21%; Laja: +27%; Biobío: +8%; Chapo: -19%. En comparación con el año hidrológico anterior, las cuencas del Aconcagua, Canutillar, Maule, Biobío y Laja presentaron variaciones en las precipitaciones de +102%, -18%, +5%, -12% y +16% respectivamente. En términos de energía afluente, a junio de 2023 el año hidrológico tiene una Probabilidad de Excedencia de 67%.

Actualmente, nuestros contratos de suministro de combustible permiten 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 firmarán contratos en modalidades firme e interrumpible de suministro de gas natural argentino con productores directamente, para complementar el suministro de GNL para el periodo oct23 a abr24, el volumen a contratar en las distintas modalidades se encuentra a la fecha en proceso de definición.

Este año se han firmado contratos con 34 clientes por 90 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la renovación del Grupo Ballerina por un total de 11 GWh/año por 5 años.

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

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Hasta el segundo trimestre del 2023, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 78,69%, siendo 34% el valor registrado el año 2022.

En 2T23 la demanda eléctrica aumentó en 7% en relación con el mismo período del año 2022, debido a incremento de la demanda regulada y minera. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 2T23 se registró una disminución de la demanda eléctrica de un 0,2%.

El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 2T23 alcanzó los US\$64/MWh. En contraste con el 1T23 (US\$32/MWh), menor disponibilidad de recurso hídrico y RER, indisponibilidades de centrales térmicas.

7.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región, 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 e hidroeléctricos.

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 (816MW):** 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, levemente superior a la informada anteriormente de 812MW, 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 futura 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 construcción por Transelec. Por otro lado, la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta hacia el 4T24.

Al segundo trimestre 2023 se alcanzó el 59% de avance del proyecto. Sigue avanzando el montaje de las turbinas, alcanzando el "mechanical completion" de 13 aerogeneradores en el mes de junio. Además, sigue en proceso la construcción de caminos internos, plataformas y fundaciones de los aerogeneradores, con avance acumulado de un 85%, así como de las subestaciones, líneas de transmisión y red de media tensión, con avance acumulado de un 65%. En total, se han descargado a la fecha 255 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. La compañía está haciendo todos los esfuerzos y gestiones a nivel regional y nacional para minimizar eventuales atrasos que esta situación pueda provocar al Proyecto, los que a la fecha no se han producido. De no resolverse este problema en los próximos meses, podría acarrear un retraso.

● **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 2T23 se encuentra a la espera de la autorización de las pruebas para la operación comercial por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

● **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 concesiones de uso oneroso licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales.

El proyecto obtuvo su RCA el 4T20 e incluye las 3 CUOs.

El Contrato de servidumbre de la línea de conexión a la SE Crucero para Inti Pacha I y II se firmó en el 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 hasta el abril 2024.

Durante el 2T23 el proyecto se mantiene sin novedades.

● **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 263 MW y 274 MW 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.

Durante el 2T23 el proyecto se mantiene sin novedades.

● **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 2T23 el proyecto se mantiene sin novedades.

● **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 en proceso de respuesta del ICSARA 2 contemplado antes del 14 de agosto de 2023.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 2T23, Colbún continúa avanzando en el portafolio de opciones de proyectos eólicos y solares, 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 antes de la próxima década.

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 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. 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, y 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 firmarán contratos en modalidades firme e interrumpible de suministro de gas natural argentino con productores directamente, para complementar el suministro de GNL para el periodo Oct23 a Abr24, el volumen a contratar en las distintas modalidades se encuentra a la fecha en proceso de definición.

Por otro lado, el día 19 de mayo, Colbún firmó un contrato interrumpible con Gas Andes hasta el 30 de abril del 2024. El objetivo de este contrato es facilitar el transporte de 4.100.00m³ de gas por día, desde el punto de recepción gas frontera Chile/Argentina, hasta el punto de entrega “city gate Chena”.

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 junio de 2022), 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

El 12 de diciembre de 2022 fue firmado el “Acuerdo por Chile”, un nuevo proyecto de proceso constituyente que fue despachado por el Congreso Nacional para la firma del presidente de la República el día 11 de enero de 2023. Este proceso cuenta con tres órganos incumbentes, Consejo Constitucional, Comisión Experta, y Comité Técnico de Admisibilidad. Estos órganos estarán encargados de redactar un nuevo proyecto de carta magna, y que deberá ser ratificado o rechazado por la ciudadanía mediante plebiscito con voto obligatorio. El proceso finalizará el 26 de noviembre de 2023 con el plebiscito ratificatorio, y su resultado será fundamental pues podría resultar en cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país.

Actualmente la comisión Experta se encuentra desarrollando el anteproyecto que propondrá al Consejo Constitucional, organismo que aún no ha sido votado por la población.

Leyes Promulgadas

El martes 2 de agosto de 2022 se promulgó la ley 21.472 que creó un mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía para clientes sujetos a fijación de precios, la cual será diferenciada por tramo de consumo. Este mecanismo es complementario al promulgado por la ley 21.185 del año 2019 y tiene una duración hasta el 31 de diciembre de 2032. Las principales características del mecanismo son:

Fondo de Estabilización de Tarifas. Crea un fondo de 500 MMUSD, al que contribuirán todos los clientes -regulados y libres- a través de un cargo adicional de servicio público que dependerá del consumo mensual. Este fondo será administrado por la Tesorería General de la República.

Mecanismo de Protección al Cliente (MPC). Compromete recursos con un límite de 1.800 MMUSD para el pago a los generadores de las diferencias que se produzcan entre la tarifa estabilizada de los clientes y el precio que corresponda pagar por contrato. Dichas diferencias podrán ser cobradas por los suministradores a través de un título de crédito transferible, emitido por el Ministerio de Hacienda, el que considera los costos financieros y posee garantía estatal.

Actualmente está pendiente el reglamento que establece las normas que regulan la operación del Fondo de Estabilización de Tarifas del Ministerio de Hacienda, este fue retirado de Contraloría durante mayo. No obstante, el Ministerio de Hacienda ya puede emitir documentos de pago a nombre de los suministradores.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

El 11 de julio de 2023 el Ejecutivo presentó, el proyecto de Ley de Transición Energética en el Senado, tiene como principal objetivo lograr un sector eléctrico habilitante para ser un país carbono neutral al 2050 y para dinamizar las economías locales del país.

El proyecto de ley se basa en tres pilares, que incluyen medidas orientadas a fortalecer la transmisión, pero también con algunas medidas enfocadas a promover la competencia en el sector.

- **Sector eléctrico y cambio climático:** Infraestructura habilitante, planificación energética territorial y operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones
- **Infraestructura de transmisión:** Licitación y nuevos mecanismos para obras de ampliación
- **Promoción de la competencia y fomento al almacenamiento:** Regulación acorde a actuales condiciones de mercado

Actualmente el proyecto se encuentra en primer trámite legislativo con suma urgencia bajo la revisión de la comisión de minería y energía del senado.

El Proyecto de Ley de cuotas ERNC se encuentra en segundo trámite constitucional con urgencia calificada de simple y está siendo analizado por la comisión de minería y energía, y la comisión de hacienda del senado. El proyecto actualmente en discusión considera los siguientes cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos:

- Aumentar las metas de generación renovable a gran escala, obligando a las empresas generadoras a comercializar al menos un 60% de ERNC al 2030 y, además, para comercializar al menos un 40% de ERNC al 2030 en cada bloque temporal dentro del día, impulsando la gestión de energía proveniente de fuentes variables a través de sistemas de almacenamiento.
- Establecer un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía que se comercializa, para lo cual obliga al Coordinador Eléctrico Nacional a contar con sistemas de información para el seguimiento y registro de trazabilidad de la comercialización de energía. La metodología quedará determinada por reglamento.
- Impulsar la generación distribuida, a través de la definición de plazos y costos de conexión a la red de distribución. También considera un aumento de la capacidad límite de inyección de los clientes residenciales, de 300 a 500 kW, y la posibilidad de que las municipalidades actúen como coordinadores de instalaciones de generación residencial.

Uno de los principales riesgos de este proyecto es que la energía generada por embalses no será contabilizada para las cuotas ERNC.

Agenda para un Segundo Tiempo de la Transición Energética

El 17 de abril el Ministerio de Energía lanzó la “Agenda inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética” que incluye iniciativas que apuntan a establecer acciones concretas que entreguen señales claras y certidumbre al sector eléctrico para el corto, mediano y largo plazo.

Las iniciativas se resumen en 4 tópicos:

- Promoción al almacenamiento.
- Mitigación de riesgos a suministradores.
- Flexibilidad operacional.
- Medidas generales (acciones políticas, regulatorias y obras urgentes).

A la fecha ya se han materializado algunas medidas que contempla la agenda, que se detallan a continuación:

- Ajuste de compensación del impuesto verde: Se eliminó la “Compensación Tipo B” a través de un acto administrativo de la Comisión Nacional de Energía. Esta medida se implementará para el cálculo que se realizará en el año 2024, pero que considera los impuestos del año 2023.
- Modernización de la licitación de suministro: Durante el mes de julio se emitieron las bases definitivas correspondientes al año 2023. Dentro de las novedades del documento se incorpora una segmentación en 3 bloques zonales, aumento de la duración del contrato de suministro a 20 años, posibilidad de traspasar los costos sistémicos del mercado de corto plazo, y un incentivo directo a proyectos de almacenamiento o de generación con energías renovables no variables.
- Revisión y ajuste de mínimos técnicos: El Coordinador lanzó una campaña para detectar espacios de flexibilización de las centrales térmicas, coherente con la actualización de la norma de emisiones. Colbún participará colaborativamente de este proceso.
- Convocatoria Abierta de Obras Urgentes: Durante el mes de mayo la Comisión Nacional de Energía lanzó un llamado para presentar obras en el contexto del Art. 102°. El día 10 de julio se cumplió el plazo para que los Coordinados enviaran propuestas a la Comisión.

Ley de Almacenamiento y Electromovilidad

El 21 de noviembre de 2022 fue publicada la ley 21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Para la implementación de la ley queda pendiente la modificación de algunos reglamentos, que el Ministerio estima se realizarán a partir del segundo trimestre de 2023.

Para el desarrollo competitivo del almacenamiento en el sector eléctrico, se encuentra pendiente el cierre de definiciones regulatorias fundamentales, como:

- **Reglamento de Potencia:** Establecer el régimen de reconocimiento de potencia de los sistemas de almacenamiento.
- **Reglamento de Coordinación y Operación:** Definir los criterios de despacho y modos de operación.
- **Reglamento de Pequeños Medios de Generación:** Definir la participación y tarificación de los sistemas de almacenamiento en este tipo de centrales.

Plan de Acción de Hidrógeno Verde

El Ministerio de Energía realizó el lanzamiento del “Plan de Acción de Hidrógeno Verde”, que corresponde a un trabajo colaborativo que desarrollará la hoja de ruta para el despliegue de esta industria en Chile. El ministerio optó por dar continuidad a la Estrategia Nacional de H2V que presentó el gobierno anterior (publicada el 12 de julio en el Diario Oficial) y está desarrollando el Plan de Acción para el período 2023 – 2030, con el objeto de establecer una hoja de ruta para impulsar esta industria, conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, las regiones y las comunidades. Es de interés de Colbún participar activamente de este proceso.

Mercado de Corto Plazo

En octubre de 2022 fue conocida la situación de insolvencia de dos empresas de generación del sector eléctrico, que posteriormente fueron retiradas del mercado de corto plazo y ejecutadas sus respectivas garantías. Este evento ha levantado diversas alarmas en el sector que abarcan desde; la operación del sistema, las licitaciones de suministro de clientes regulados, las garantías de corto plazo, y los altos niveles de vertimiento a nivel nacional.

El 6 de febrero de 2023 nueve empresas generadoras, mediante carta al ministro de Energía, solicitaron realizar cambios a la tarificación del mercado energía por medio de modificaciones al reglamento de Coordinación y Operación. Específicamente, solicitaron que aquellas centrales que se encuentren operando a Mínimo Técnico y fuera del orden económico, fijen el costo marginal del sistema. Tanto la Comisión Nacional de Energía, como la Unidad de Monitoreo de la Competencia, se han manifestado contrarias a una medida como esta por generar una distorsión en la señal de precios y eliminar el incentivo al almacenamiento, entre otras razones.

Seguidamente, el 1 de junio de 2023 la empresa Copihue Energía SpA, subsidiaria de Mainstream Renewable Power, fue retirada del mercado de corto plazo, por informar que se veía imposibilitada de cumplir con sus obligaciones derivadas del contrato de suministro regulado adjudicado en la licitación del año 2015.

Finalmente, el 12 de julio de 2023 el Coordinador informó mediante carta, de la reincorporación de Ibereólica Cabo Leones II S.A. al mercado de Corto Plazo (retirada en octubre 2022), dado que cumple con los requisitos establecidos en el reglamento.

Novedades Decreto de Racionamiento

El 16 de marzo, a través del decreto 12, el Ministerio de Energía extendió el decreto preventivo de racionamiento (DS N°51/2021) hasta el 30 de septiembre de 2023.

Adicionalmente, debido al temporal que se produjo en la zona centro-sur del país al final del mes de junio, y la condición de vertimiento que generó en diversos embalses del sistema eléctrico, el 4 de julio el Ministerio de Energía modificó el decreto preventivo de racionamiento (DS N°51/2021) con el objetivo de entregar al Coordinador mayor flexibilidad en las consideraciones hidrológicas para la programación de la operación.

Perú

Leyes Promulgadas

El 28 de octubre de 2022 se publicó la Ley 31598 que dispuso adelantar a noviembre de 2022 la vigencia de la Ley 31429, que introdujo modificaciones a la Ley 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (“Ley del FOSE”). Las principales características del mecanismo son:

- El incremento del rango de beneficiados por el FOSE a aquellos usuarios con un consumo mensual igual o menor de 140 kW/h mes (antes, era un consumo igual o menor de 100 kWh mes) y;
- La incorporación de los usuarios libres al universo de usuarios afectados con un recargo para el financiamiento del FOSE (antes, sólo pagaban los usuarios regulados).

El 19 de diciembre de 2022, se publicó el proyecto de Nuevo Procedimiento para aplicación del FOSE aprobado mediante Resolución N° 233-2022-OS-CD. El Proyecto tiene como objeto regular un nuevo procedimiento para la aplicación del FOSE, incrementando el rango de beneficiarios del FOSE e incorporando a los Usuarios Libres como sujetos aportantes a dicho fondo, entre otros. Posteriormente, en marzo 2023 mediante Ley 31713, se suspende hasta el 31 de diciembre del 2023 la aplicación del artículo 3-A de la ley que crea el FOSE (Ley 27510), modificada por la citada Ley 31429. Este artículo está referido a los criterios de exclusión de usuarios, a la espera de que se emita un nuevo informe técnico de estratificación socioeconómica en el ámbito nacional.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica

Mediante la Resolución Ministerial No 227-2022-MINEM de fecha 24 de junio de 2022, el Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”) dispuso la publicación de la propuesta de iniciativa legislativa “Ley que modifica la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica” Junto con su exposición de motivos, con la finalidad de recibir aportes y/o comentarios de los interesados y la ciudadanía, en un plazo de 30 días calendario. Según se indica en el Proyecto de Ley, su finalidad es garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico, y promover la diversificación de la matriz energética. Esta propuesta consideraba los siguientes temas relevantes:

- Contratos y nuevas reglas para los procesos de licitación: Contratación de Potencia y/o Energía, modalidad por bloques horarios y licitaciones de corto, mediano y largo plazo.
- Servicios Complementarios (SS.CC): Nuevo agente: Proveedores de SS.CC.
- Licitación para Sistemas Aislados: Licitación con requerimiento de generación renovable y COES encargado de la coordinación de la operación.
- Plan de Transmisión: Opción de un procedimiento sectorial de concurrencia y Asistencia del COES al MINEM – PROINVERSION.
- Tarifa en barra: La tarifa de barra es un promedio ponderado de precios libres y regulados.

Al cierre del primer semestre del 2023, la iniciativa no ha mostrado ningún avance ni respuesta a los comentarios enviados por los grupos de interés.

Sin embargo, en línea con el objetivo del impulsar las inversiones en energías renovables se han presentado las siguientes iniciativas de proyectos de ley: PdL 2139/2021, 3662/2022 y 4565/2022, los 2 primeros siendo impulsados por el congreso y el último por el Poder Ejecutivo.

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 09 de junio 2023 en el Dictamen 30 de la Comisión de Energía y Minas. Este proyecto unificado plantea los siguientes temas:

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

Este proyecto está en espera de pasar a debate en el pleno del congreso al término de junio 2023.

El **Proyecto de Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural**, es el resultado de múltiples proyectos de ley: PdL 679, PdL 1453, PdL 523, PdL 817 y PdL 1939 que se presentaron durante el 2021 y 2022 en la Comisión de Energía y Minas, posteriormente se unificaron bajo el Dictamen 15 y asimismo el 23 de junio del 2023 tuvo su 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, GLP y otros hidrocarburos.

Al término de junio 2023, el Proyecto de Ley se encuentra a la espera de la autógrafa.

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.

En línea a este proyecto, 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.

El **Proyecto de Ley que fomenta el uso del Hidrógeno**, referente a los PdL 3267/2022, PdL 3272/2022 y PdL 4374/2022. El 20 de junio del 2023 se aprobó bajo el Dictamen 34 de 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 **Proyecto de Ley que Fomenta la Electromovilidad**, asociado a los PdL 3397/2022, PdL 3741/2022 y PdL 3741/2022. El 14 de junio del 2023 se aprobó bajo el dictamen 28 de la Comisión de Energía y Minas. Se tiene como propuesta 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.

El **Proyecto de Ley que promueve el Litio**, asociado a los PdL 4775, PdL 5288 y PdL 4184. El 18 de mayo del 2023 se aprobó bajo el dictamen 26 de la Comisión de Energía y Mina. 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.

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, 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 los 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 segundo trimestre, este proyecto aún se encuentra en debate en comisión, no mostrando avances.

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.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural).

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 una disminución de aproximadamente un 1% durante el 2T23 respecto al 2T22, mientras que Perú ha experimentado un aumento de aproximadamente un 7% en comparación al 2T22.

Cabe señalar que el complejo panorama económico mundial podría llevar a una contracción de las economías en Chile y Perú, lo que seguramente tendrá efectos en la demanda eléctrica futura.

B.2 Riesgos Financieros

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

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes. La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).

La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

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

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

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

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

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

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

Al 30 de junio 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 30 de junio 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 30 de junio de 2023, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$950 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 plazo de 0 a 1 años 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\$60 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$101 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de junio 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 30 de junio 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 30 de junio 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. Este efecto es parcialmente mitigado a través de las inversiones de caja realizadas a tasa SOFR.

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 35%. 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 44% 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.