

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Al 31 de Diciembre de 2022

4º TRIMESTRE 2022

ÍNDICE

4T22 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 4T22

Fecha: **Viernes 03 de Febrero 2023**
Hora: 10:00 AM Eastern Time
12:00 PM Chilean Time

US Toll Free: +1 888-506-0062
International Dial: +1 973 528 0011
Event Link:
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/47456>

Contacto Relación con Inversionistas:

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

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

1. SINOPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado

- Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2022 (4T22) ascendieron a **US\$555,1 millones**, aumentando un 48% respecto a los ingresos registrados el cuarto trimestre del año 2021 (4T21), principalmente debido a (1) mayores ingresos por ventas a clientes libres en Chile, explicado por la entrada en vigencia del contrato con BHP en Ene22 y mayor precio de venta por una variación positiva de indexadores incluidos en contratos de energía, y (2) mayores ingresos por venta de energía y potencia en el mercado spot. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic22 ascendieron a **US\$1.974,0 millones**, aumentando un 37% respecto a Dic21, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **EBITDA** consolidado del 4T22 alcanzó **US\$259,8 millones**, aumentando un 58% con respecto al EBITDA de US\$164,3 millones del 4T21. Este aumento se explica principalmente por los mayores ingresos de actividades ordinarias mencionadas anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por un aumento en los costos de materias primas y consumibles utilizados, principalmente producto de (1) un mayor precio promedio de compra de gas y carbón y (2) mayores compras de energía y potencia. **En términos acumulados**, el EBITDA a Dic22 totalizó **US\$763,4 millones**, aumentando un 47% respecto a Dic21, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.
- El **Resultado no operacional** el 4T22 presentó una pérdida de **US\$22,3 millones**, que se compara con la pérdida de US\$182,1 millones registrada en 4T21, principalmente asociado al registro de provisiones por deterioro de activos individuales en 4T21. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a Dic22 alcanzó una pérdida de US\$127,8 millones, comparado con la ganancia de US\$518,1 millones a Dic21, principalmente asociada a la utilidad producto de la venta de la filial Colbún Transmisión en 3T21.
- El 4T22 registró un **gasto por impuestos** por **US\$43,8 millones**, comparado con los ingresos por impuestos de US\$18,1 millones en 4T21. El aumento en el gasto por impuesto se debe principalmente a la mayor utilidad registrada en el periodo. **En términos acumulados**, a Dic22 se registró un gasto por impuestos de **US\$105,5 millones**, que se compara con los US\$285,0 millones a Dic21, el mayor gasto por impuestos se produce por la venta de la filial Colbún Transmisión en 3T21.
- La Compañía presentó en el 4T22 una **ganancia** que alcanzó los **US\$136,2 millones**, comparado con una pérdida de US\$52,4 millones registrada durante el 4T21, debido principalmente (1) al mayor EBITDA registrado en el periodo y (2) el mayor resultado no operacional mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$310,5 millones** a Dic22, que se compara con la ganancia de US\$540,2 millones registrada a Dic21, por los motivos antes mencionados.

Hechos destacados del trimestre

- Con fecha 5 de octubre, la Compañía suscribió un crédito verde por un total de US\$160.000.000 con vencimiento el 5 de octubre de 2029 con el Sumitomo Mitsui Banking Corporation. Los fondos provenientes de este crédito serán destinados principalmente para el financiamiento de proyectos de generación de energía renovable.
- Con fecha 27 de octubre, Colbún S.A y Codelco acordaron modificar el contrato de compra-venta de electricidad suscrito entre las partes el 20/01/2010 y con vencimiento en 2044, a efectos de reemplazar gradualmente el suministro de energía a Codelco – actualmente en base a carbón de la CT Santa María – a uno en base a generación renovable.
- Con fecha 15 de diciembre, la Compañía prepagó la porción remanente de un bono internacional emitido en 2014 por US\$157.410.000 y cuyo vencimiento era en el año 2024.
- Con fecha 16 de diciembre se pagó un dividendo provisorio por US\$84 millones, correspondiente al 50% de la utilidad neta distributable del periodo enero – septiembre 2022, acorde con la política de dividendos vigente.

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 4T21 y 4T22 y acumulado a Dic21 y Dic22.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
10.936	13.325	Total Ventas Físicas (GWh)	2.582	3.391	22%	31%
3.104	2.403	Clientes Regulados	742	574	(23%)	(23%)
6.690	9.477	Clientes Libres	1.661	2.362	42%	42%
1.142	1.445	Ventas en el Mercado Spot	180	455	27%	153%
1.278	1.570	Potencia (MW)	1.279	1.639	23%	28%

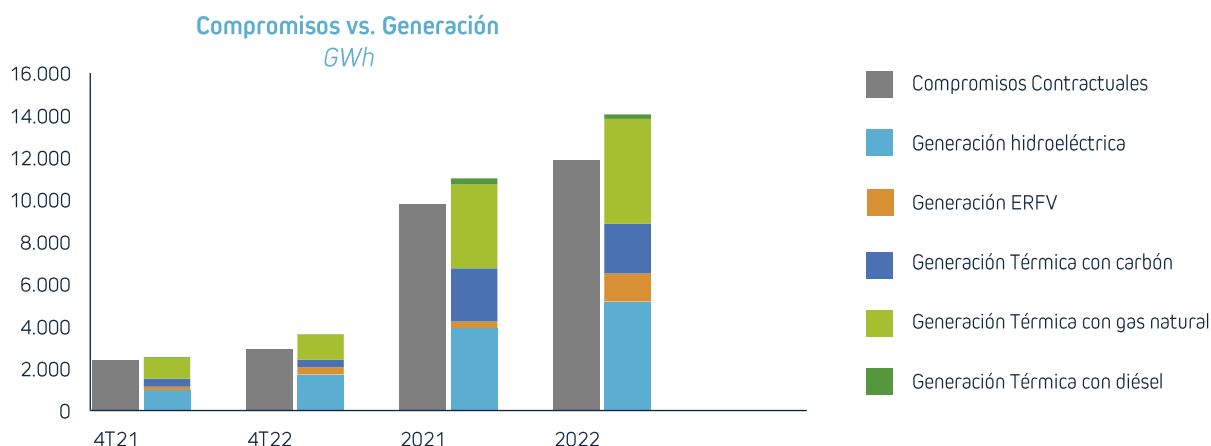
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
11.007	13.570	Total Generación (GWh)	2.540	3.452	23%	36%
3.905	5.163	Hidráulica	964	1.703	32%	77%
6.781	7.536	Térmica	1.410	1.550	11%	10%
3.966	4.967	Gas	997	1.196	25%	20%
294	216	Diésel	28	10	(27%)	(64%)
2.520	2.353	Carbón	384	344	(7%)	(10%)
321	871	ERFV*	166	199	171%	19%
183	109	Eólica	41	25	(41%)	(40%)
138	762	Solar	125	174	-	39%
286	36	Compras en el Mercado Spot (GWh)	105	0	-	-
857	1.410	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	74	455	65%	-

(*): Incluye la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona y Santa Isabel, propiedad de Total Sun Power.
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

● Las **ventas físicas** durante el 4T22 alcanzaron **3.391 GWh**, aumentando un 31% en comparación con el 4T21, principalmente debido a (1) las mayores ventas físicas a clientes libres explicadas principalmente por el inicio del contrato con BHP en Ene22 y (2) las mayores ventas al mercado spot producto de una mayor generación registrada en el trimestre. Dicho efecto se vio parcialmente compensado por el vencimiento de un contrato con CGE en Dic21, en el mercado regulado. Por su parte, la **generación** del trimestre alcanzó **3.452 GWh**, aumentando un 36% respecto al 4T21, principalmente por (1) una mayor generación hidroeléctrica (+739 GWh) producto de una mejora en las condiciones hidrológicas y (2) mayor generación a gas (+198 GWh) asociado a un mayor despacho económico.

● En **términos acumulados**, las ventas físicas a Dic22 alcanzaron **13.325 GWh**, aumentando un 22% respecto a Dic21, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales. Por su parte, la **generación acumulada** a Dic22 alcanzó los **13.570 GWh**, aumentando un 23% respecto a Dic21 principalmente por (1) la mayor generación hidroeléctrica (+1.258 GWh), (2) mayor generación a gas (+1.001 GWh) debido a una mayor importación de GNL y de mayor disponibilidad de gas argentino respecto al periodo anterior; y (3) la mayor generación solar asociada al inicio de operaciones de la central fotovoltaica Diego de Almagro, durante el 1T22. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación a carbón (-168 GWh) producto principalmente de despacho económico.

● El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por 455 GWh, mientras que el 4T21 se registraron ventas netas por 74 GWh. Esta variación se explica principalmente por la mayor generación durante el trimestre. En términos acumulados, a Dic22, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.410 GWh, mientras que a Dic21 se registraron ventas netas por 857 GWh. Esta variación se explica principalmente por una mayor generación acumulada.



● **Mix de generación en Chile:** A Dic22, el año hidrológico Abr22 – Mar23 acumula precipitaciones similares a un año medio en las principales cuencas del SEN: Aconcagua: -51%; Maule: -7%; Laja: -5%; Biobío: +8%; y Chapo: -7%. El costo marginal promedio, medido en Alto Jahuel, aumentó respecto al 4T21, promediando US\$84,06/MWh en el 4T22, comparado con US\$70,47/MWh.

Cifras Acumuladas		Generación SEN	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
81.486	83.263	Total Generación (GWh)	20.663	20.798	2%	1%
16.475	20.286	Hidráulica	4.794	6.990	23%	46%
14.484	15.894	Gas	3.196	3.360	10%	5%
1.857	1.507	Diésel	249	211	(19%)	(15%)
28.013	19.573	Carbón	5.710	2.993	(30%)	(48%)
7.235	8.887	Eólica	2.294	2.177	23%	(5%)
10.769	14.474	Solar	3.794	4.471	34%	18%
2.651	2.642	Otros	628	595	(0%)	(5%)

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 4T21 y 4T22 y acumulado Dic21 y Dic22.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
3.529	4.279	Total Ventas Físicas (GWh)	907	1.175	21%	30%
1.548	1.957	Clientes Regulados	386	493	26%	28%
498	466	Clientes Libres	139	126	(6%)	(10%)
1.483	1.856	Ventas en el Mercado Spot	381	556	25%	46%
564	569	Potencia (MW)	566	570	1%	1%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
3.439	4.334	Total Generación (GWh)	930	1.202	26%	29%
3.439	4.334	Gas	930	1.202	26%	29%
178	44	Compras en el Mercado Spot (GWh)	-	-	(75%)	-
1.306	1.812	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	381	556	39%	46%

● **Las ventas físicas** durante el 4T22 alcanzaron **1.175 GWh**, aumentando en 30% respecto al 4T21. Las mayores ventas físicas son explicadas principalmente por (1) las mayores ventas de energía al mercado spot como resultado de una mayor generación registrada durante el periodo y (2) las mayores ventas a clientes regulados, debido al vencimiento de contratos de otras empresas generadoras con distribuidoras, aumentando de esta manera el suministro asociado a contratos vigentes.

En términos acumulados, las ventas físicas a Dic22 alcanzaron **4.279 GWh**, aumentando un 21% respecto a Dic21, debido principalmente a las mismas razones que explican los resultados en términos trimestrales.

Por su parte, la **generación de Fenix** alcanzó **1.202 GWh**, aumentando un 29% respecto al 4T21, debido principalmente a la mayor disponibilidad y despacho económico de la central durante el trimestre.

En términos acumulados, la generación de Fenix a Dic22 aumentó en un 26%, alcanzando los 4.334 GWh, principalmente como resultado de (1) una mayor disponibilidad de la central y (2) una mayor demanda del sistema.

● El **balance en el mercado spot** registró ventas netas por **556 GWh**, en comparación con las ventas netas por 381 GWh durante el 4T21, debido a la mayor generación registrada en el periodo. En **términos acumulados**, a Dic22 se registraron ventas netas por **1.812 GWh**, que se comparan con las ventas netas por 1.306 GWh registradas a Dic21; 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 con una probabilidad de excedencia de 97% al mes de diciembre del año 2022 vs. 41% al mes de diciembre del año 2021.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó en un 6,6% en comparación a Dic21, debido principalmente la menor hidrología registrada en el último trimestre 2022 y a mantenimientos programados de centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 20% a Dic22 en comparación a Dic21 debido a la menor producción hidráulica y a la recuperación de la demanda del sistema.

La tasa de crecimiento de la demanda eléctrica al cierre del 4T22 fue de 6% respecto al 4T21, evidenciando un mayor dinamismo en la industria, principalmente en la minería.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T21 y 4T22 y acumulado Dic21 y Dic22.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T 21	4T 22	Ac/Ac	T/T
1.439,7	1.974,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	374,9	555,1	37%	48%
454,5	454,2	Venta a Clientes Regulados	114,8	115,2	(0%)	0%
689,4	1.051,7	Venta a Clientes Libres	200,7	321,9	53%	60%
210,9	427,0	Ventas de Energía y Potencia	53,0	111,0	102%	109%
41,9	0,0	Peajes	-	-	-	-
43,1	41,1	Otros Ingresos	6,5	7,0	(5%)	7%
(782,0)	(1.069,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(176,0)	(256,7)	37%	46%
(115,0)	(139,8)	Peajes	(30,2)	(34,7)	22%	15%
(70,6)	(143,7)	Compras de Energía y Potencia	(22,9)	(37,6)	103%	65%
(394,4)	(520,1)	Consumo de Gas	(84,1)	(135,3)	32%	61%
(49,3)	(70,4)	Consumo de Petróleo	(6,2)	(5,4)	43%	(13%)
(89,7)	(126,4)	Consumo de Carbón	(16,7)	(21,8)	41%	30%
(63,0)	(69,0)	Otros	(15,9)	(22,0)	10%	38%
657,8	904,6	MARGEN BRUTO	199,0	298,4	38%	50%
(79,7)	(84,0)	Gastos por Beneficios a Empleados	(17,6)	(21,9)	5%	25%
(57,9)	(57,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(17,1)	(16,8)	(1%)	(2%)
(213,2)	(219,5)	Gastos por Depreciación y Amortización	(52,7)	(57,4)	3%	9%
307,0	543,9	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	111,6	202,4	77%	81%
520,2	763,4	EBITDA	164,3	259,8	47%	58%
5,0	29,1	Ingresos Financieros	1,6	14,9	485%	826%
(86,3)	(88,7)	Gastos Financieros	(21,8)	(24,4)	3%	12%
(13,8)	(2,7)	Diferencias de Cambio	(1,3)	10,3	(81%)	-
6,7	12,2	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,3	3,7	82%	183%
606,6	(77,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(161,9)	(26,9)	-	-
518,1	(127,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(182,1)	(22,3)	-	-
825,2	416,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(70,5)	180,0	(50%)	(355%)
(285,0)	(105,5)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	18,1	(43,8)	(63%)	(342%)
540,2	310,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	(52,4)	136,2	(43%)	(360%)
545,3	296,0	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(55,1)	128,9	(46%)	(334%)
(5,1)	14,5	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	2,7	7,3	-	-

(*): 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.

(**): El EBITDA Consolidado hasta Dic21 incluye el aporte al EBITDA de Colbún Transmisión S.A. Este valor no se incluye en el análisis individual del segmento Resultado Operacional Chile ya que este sólo considera las cifras del negocio de Generación. Dado lo anterior, para el año 2021, la suma de los Resultados Operacionales de Chile y de Perú reportados a nivel individual es inferior al Resultado Operacional que se muestra a nivel consolidado.

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	dic-21	dic-22
Chile (CLP / US\$)	844,69	855,86
Chile UF (CLP/UF)	30.991,74	35.110,98
Perú (PEN / US\$)	4,00	3,82

3.1. Análisis Resultado Operacional en Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T21 y 4T22 y acumulado a Dic21 y Dic22. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
1.237,0	1.721,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	330,0	469,8	39%	42%
349,2	307,1	Venta a Clientes Regulados	87,6	76,2	(12%)	(13%)
666,9	1.031,9	Venta a Clientes Libres	195,1	316,5	55%	62%
172,6	350,3	Ventas de Energía y Potencia	42,5	71,8	103%	69%
48,4	32,2	Otros Ingresos	4,9	5,2	(33%)	6%
(716,2)	(939,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	- 152,8	- 210,4	31%	38%
(135,4)	(133,8)	Peajes	- 28,7	- 33,1	(1%)	15%
(69,4)	(126,7)	Compras de Energía y Potencia	- 22,7	- 23,9	83%	5%
(320,8)	(424,8)	Consumo de Gas	- 64,6	- 109,4	32%	69%
(49,1)	(70,4)	Consumo de Petróleo	- 6,2	- 5,4	43%	(13%)
(89,7)	(126,4)	Consumo de Carbón	- 16,7	- 21,8	41%	30%
(51,9)	(57,1)	Otros	- 13,8	- 16,7	10%	21%
520,8	782,4	MARGEN BRUTO	177,2	259,4	50%	46%
(73,3)	(75,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	- 16,1	- 19,1	3%	19%
(50,1)	(49,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	- 15,1	- 14,4	(2%)	(4%)
(174,9)	(183,8)	Gastos por Depreciación y Amortización	- 43,7	- 48,2	5%	10%
222,5	474,2	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	102,4	177,7	113%	74%
397,5	658,0	EBITDA	146,1	225,9	66%	55%

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

● Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 4T22 ascendieron a **US\$469,8 millones**, aumentando un 42% respecto a los ingresos de US\$330,0 millones registrados el 4T21, debido principalmente a (1) mayores ingresos por ventas a clientes libres, explicado por la entrada en vigencia del contrato con BHP en Ene22 y mayor precio de venta por variación positiva de indexadores incluidos en contratos de energía, y (2) mayores ingresos por venta de energía y potencia en el mercado spot asociados a mayores ventas físicas en dicho segmento. Dichos efectos se vieron parcialmente compensados por menores ingresos por venta a clientes regulados, principalmente por el vencimiento de un contrato con CGE en Dic21. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic22 ascendieron a **US\$1.721,5 millones**, aumentando un 39% respecto a Dic21, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T22 totalizaron **US\$210,4 millones**, aumentando un 38% respecto al 4T21, principalmente producto de mayores costos de consumo de gas asociado a un mayor precio promedio de compra y una mayor generación con dicho combustible. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic22, alcanzaron los **US\$939,1 millones**, aumentando un 31% respecto a Dic21, principalmente producto de (1) mayores costos de consumo de gas, producto a una mayor generación con dicho combustible y un mayor precio promedio de compra, (2) mayores compras de energía y potencia producto de la entrada en vigencia del contrato de energía con Total SunPower en 3T21 y (3) mayores costos de consumo de carbón asociado a un mayor precio promedio de compra.

● El **EBITDA** del 4T22 alcanzó **US\$225,9 millones**, aumentando un 55% respecto al EBITDA de US\$146,1 millones al 4T21, debido principalmente mayores ingresos de actividades ordinarias, parcialmente compensado por mayores costos de materias primas y combustibles mencionados anteriormente.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic22 totalizó los **US\$658,0 millones**, aumentando un 66% respecto a Dic21 principalmente producto 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 Fenix para los trimestres 4T21 y 4T22 y acumulado Dic21 y Dic22. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
171,8	252,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	45,0	85,3	47%	89%
105,3	147,1	Ventas a Clientes Regulados	27,2	39,0	40%	44%
22,6	19,8	Venta a Clientes Libres	5,6	5,4	(12%)	(4%)
38,3	76,7	Ventas de Energía y Potencia	10,5	39,1	100%	-
5,7	8,9	Otros Ingresos	1,8	1,8	57%	(0%)
(88,5)	(130,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(23,1)	(46,1)	47%	99%
(4,7)	(6,0)	Peajes	(1,5)	(1,5)	28%	5%
(1,8)	(17,1)	Compras de Energía y Potencia	(0,1)	(13,7)	-	-
(73,6)	(95,4)	Consumo de Gas	(19,5)	(25,8)	30%	32%
(0,3)	0,0	Consumo de Diésel	0,0	0,0	-	-
(8,1)	(11,8)	Otros	(2,1)	(5,1)	45%	-
83,3	122,2	MARGEN BRUTO	21,9	39,1	47%	79%
(6,4)	(8,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(2,8)	38%	88%
(7,4)	(8,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(2,1)	(2,6)	11%	22%
(35,4)	(35,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,9)	(9,1)	1%	2%
34,1	69,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	9,3	24,6	104%	163%
69,5	105,1	EBITDA	18,3	33,8	51%	85%

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

● Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T22 ascendieron a US\$85,3 millones**, aumentando un 89% respecto a los ingresos percibidos en 4T21 por US\$45,0 millones, principalmente producto de (1) mayores ventas en el mercado spot y (2) mayores ventas físicas a clientes regulados. **En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Dic22 ascendieron a **US\$252,5 millones**, aumentando un 47% respecto a Dic21, principalmente producto de las mayores ventas físicas, tanto a clientes regulados como en el mercado spot, debido a una mayor demanda del sistema.

● Los **costos de materias primas y consumibles utilizados del 4T22 alcanzaron US\$46,1 millones**, aumentando un 99% respecto al 4T21, principalmente (1) las mayores compras de energía y potencia producto de un contrato de suministro con un cliente, cuya fórmula de precio contiene indexaciones al costo marginal del sistema; el cuál alcanzó un promedio de US\$68/MWh, mientras que durante el 4T21 fue de US\$23/MWh y (2) por un mayor costo de gas producto de la mayor generación con dicho combustible. **En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic22, alcanzaron los **US\$130,3 millones**, aumentando un 47% respecto a Dic21, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

● El **EBITDA de Fenix totalizó US\$33,8 millones** al 4T22, aumentando un 85% respecto al EBITDA de US\$18,3 millones registrado en el 4T21, debido principalmente a los mayores ingresos por actividades ordinarias explicados anteriormente. Dicho efecto fue parcialmente compensado por las mayores materias primas y consumibles utilizados explicados previamente. **En términos acumulados**, el EBITDA a Dic22 totalizó los **US\$105,1 millones**, aumentando un 51% respecto a Dic21, principalmente producto de 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 4T21 y 4T22 y acumulado Dic21 y Dic22. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
5,0	29,1	Ingresos Financieros	1,6	14,9	-	-
(86,3)	(88,7)	Gastos Financieros	(21,8)	(24,4)	3%	12%
(13,8)	(2,7)	Diferencias de Cambio	(1,3)	10,3	(81%)	-
6,7	12,2	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,3	3,7	82%	183%
606,6	(77,7)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(161,9)	(26,9)	(113%)	(83%)
518,1	(127,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(182,1)	(22,3)	-	-
825,2	416,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(70,5)	180,0	(50%)	(355%)
(285,0)	(105,5)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	18,1	(43,8)	(63%)	-
540,2	310,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	(52,4)	136,2	(43%)	-
545,3	296,0	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(55,1)	128,9	(46%)	-
(5,1)	14,5	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	2,7	7,3	-	-

● El **Resultado no operacional** el 4T22 presentó una pérdida de **US\$22,3 millones**, que se compara con la pérdida de US\$182,1 millones registrada en 4T21, principalmente asociado al registro de provisiones por deterioro de activos individuales en 4T21. **En términos acumulados**, el resultado no operacional a Dic22 alcanzó una pérdida de US\$127,8 millones, comparado con la ganancia de US\$518,1 millones a Dic21, principalmente asociada a la utilidad producto de la venta de la filial Colbún Transmisión en 3T21.

● El 4T22 registró un **gasto por impuestos** por **US\$43,8 millones**, comparado con los ingresos por impuestos de US\$18,1 millones en 4T21. El aumento en el gasto por impuesto se debe principalmente a la mayor utilidad registrada en el periodo. **En términos acumulados**, a Dic22 se registró un gasto por impuestos de **US\$105,5 millones**, que se compara con los US\$285,0 millones a Dic21, el mayor gasto por impuestos se produce por la venta de la filial Colbún Transmisión en 3T21.

● La Compañía presentó en el 4T22 una **ganancia** que alcanzó los **US\$136,2 millones**, comparado con una pérdida de US\$52,4 millones registrada durante el 4T21, debido principalmente al mayor (1) EBITDA registrado en el periodo y (2) el mayor resultado no operacional mencionados anteriormente. **En términos acumulados**, Colbún presentó una ganancia de **US\$310,5 millones** a Dic22, que se compara con la ganancia de US\$540,2 millones registrada a Dic21, por los motivos antes mencionados.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE CONSOLIDADO

La Tabla 8 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic21 y Dic22. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-21	dic-22	Var	Var %
Activos corrientes	1.766,4	1.688,3	(78,1)	(4%)
Activos no corrientes	4.836,1	4.917,7	81,6	2%
TOTAL ACTIVOS	6.602,5	6.606,0	3,5	0%
Pasivos corrientes	679,0	542,6	(136,4)	(20%)
Pasivos no corrientes	3.082,1	3.110,5	28,4	1%
Patrimonio neto	2.841,4	2.952,9	111,5	4%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.602,5	6.606,0	3,5	0%

- Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.688,3 millones a Dic22, disminuyendo un 4% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic21, principalmente debido a la disminución del efectivo disponible producto del prepago de bonos locales de la Compañía en el mes de Ene22 por US\$181 millones y el pago de dividendos realizados durante el año.
- Activos No Corrientes:** Registraron US\$4.917,7 millones a Dic22, en línea respecto al saldo registrado a Dic21.
- Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$542,6 millones a Dic22, disminuyendo un 20% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic21, principalmente debido a el prepago de bonos locales de la Compañía en el mes de Ene22 por US\$181 millones. Cabe señalar que en 3T22 la Compañía suscribió un crédito con SMBC por US\$160 millones, el cual fue compensado por el prepago del bono 2024 por US\$157 millones en 4T22.
- Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$3.110,5 millones al cierre de Dic22, en línea respecto al saldo registrado a Dic21.
- Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$2.952,9 millones, aumentando un 4% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic21, principalmente debido las ganancias registradas durante el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por los dividendos distribuidos durante el periodo.

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

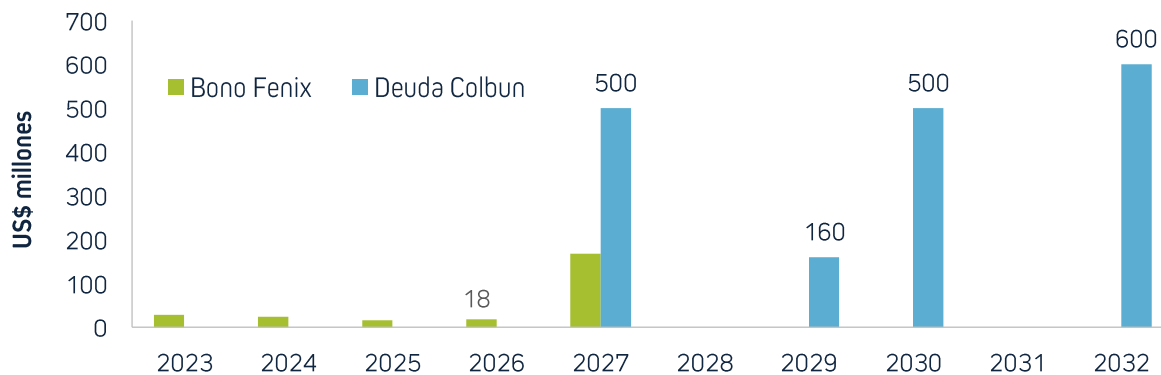
	dic-21	dic-22	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	2.310,5	2.137,9	(172,5)	(7%)
Inversiones Financieras**	1.419,2	1.154,4	(264,8)	(19%)
Deuda Neta	891,2	983,5	92,3	10%
EBITDA LTM	520,2	763,4	243,2	47%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,7	1,3	(0,4)	(25%)

(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$254,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$12,3 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, (3) un leasing financiero por US\$102,3 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 superior 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	6,4 años
Tasa promedio	3,7%
Moneda	100% USD



5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic21 y Dic22. 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-21	dic-22	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,60	3,15	21%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,55	2,98	17%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	1,32	1,24	-7%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	18,05%	14,85%	-18%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	81,95%	85,15%	4%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	10,56	5,69	-46%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	16,81%	10,51%	-37%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	8,24%	4,48%	-46%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	6,54%	12,04%	84%

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 **3,15x** y **2,98x** a Dic22 respectivamente, aumentando un 21% y 17% con respecto a Dic21, principalmente por la disminución de pasivos corrientes asociado al prepago de bonos locales en 1T22 por US\$181 millones mencionado anteriormente.
- La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **1,24x** a Dic22, disminuyendo un 7% respecto al valor de 1,32x a Dic21 principalmente debido al prepago de los bonos locales (Series F e I) mencionados anteriormente.
- El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Dic22 fue de **14,85%**, disminuyendo respecto al valor de 18% a Dic21, principalmente debido al prepago de los bonos locales (Series F e I) mencionados anteriormente, los cuales a Dic21 habían sido reclasificados desde el pasivo no corriente al corriente, tras la publicación del anuncio de su prepago.
- El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Dic22 fue de **85,15%**, aumentando un 4% respecto al valor de 81,95% a Dic21, mayormente debido al prepago de los bonos locales (Series F e I) mencionados anteriormente, los cuales a Dic21 habían sido reclasificados desde el pasivo no corriente al corriente, tras la publicación del anuncio de su prepago.
- La **Cobertura de Gastos Financieros** a Dic22 fue de **5,69x**, disminuyendo un 46% respecto al valor obtenido a Dic21. La variación se explica por las mayores ganancias en el año 2021, principalmente explicadas por la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.
- La **Rentabilidad Patrimonial** a Dic22 fue de **10,51%**, disminuyendo un 37% respecto del valor de 16,81% registrado a Dic21. La variación se explica principalmente por las mayores ganancias en el año 2021, principalmente explicadas por la venta de la filial Colbún Transmisión S.A.
- La **Rentabilidad del Activo** a Dic22 fue de **4,48%**, registrando una disminución de 46% con respecto del valor de 8,24% a Dic21, esencialmente producto de la venta de la filial Colbún transmisión S.A. en el año 2021.
- El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Dic22 fue de **12,04%**, aumentando un 84% respecto del valor de 6,54% a Dic21, 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 %
dic-21	dic-22		4T21	4T22	Ac/Ac	T/T
967,4	1.419,2	Efectivo Equivalente Inicial*	1.886,0	1.175,8	47%	(38%)
334,5	492,0	Flujo Efectivo de la Operación	17,9	178,5	47%	-
(800,2)	(472,9)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(441,7)	(98,6)	(41%)	(78%)
929,2	(268,2)	Flujo Efectivo de Inversión**	(41,6)	(100,2)	-	141%
463,5	(249,2)	Flujo Neto del Período	(465,3)	(20,4)	-	(96%)
(11,7)	(15,5)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(1,4)	(0,9)	32%	(38%)
1.419,2	1.154,5	Efectivo Equivalente Final	1.419,2	1.154,5	(19%)	(19%)

(* 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 superior a 1 año se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros No 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 4T22, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$20,4 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto negativo de US\$465,3 millones del 4T21.

● **Actividades de la operación:** Durante el 4T22 se generó un flujo neto positivo de **US\$178,5 millones**, que se compara con el flujo neto positivo de US\$17,9 millones al 4T21 explicado principalmente por mayores ingresos operacionales registrados durante el periodo. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de US\$492,0 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$334,5 millones a Dic21, explicado principalmente por los mismos motivos que explican las variaciones en términos trimestrales. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores gastos operacionales.

● **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$98,6 millones** durante el 4T22, que se compara con el flujo neto negativo de US\$441,7 millones al 4T21, explicado principalmente por el reparto de un dividendo por US\$1.000 millones en Oct21, producto de los ingresos extraordinarios percibidos por la venta de Colbún Transmisión S.A. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$472,9 millones durante el 4T22, que se compara con el flujo neto negativo de US\$800,2 durante 4T21, explicado principalmente por los mismos motivos que explican las variaciones en términos trimestrales.

● **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de **US\$100,2 millones** durante el 4T22, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$41,6 millones al 4T21, principalmente explicado por mayores desembolsos de CAPEX asociados al proyecto eólico Horizonte. **En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$268,2 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$929,2 millones a Dic21, principalmente explicado por los recursos recibidos asociados a la venta de la filial Colbún Transmisión.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 4.025 MW conformada por 2.159 MW en unidades térmicas, 1.627 MW en unidades hidráulicas y 239 MW de parques solares. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 16% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 8% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación (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 Dic22, el año hidrológico Abr22 - Mar23 acumula precipitaciones similares a un año medio en las principales cuencas del SEN (con excepción de Aconcagua). De este modo, los Superávit/déficits fueron: Aconcagua: -51%; Maule: -7%; Laja: -5%; Biobío: +8%; Chapa: -7%. En comparación con el año 2021, las cuencas del Aconcagua, Canutillar, Maule, Biobío y Laja presentaron precipitaciones más altas que el año hidrológico anterior en +60%, +14%, +85%, +62% y +26% respectivamente. En términos de energía afluente, a diciembre de 2022 el año hidrológico en curso lleva una Probabilidad de Excedencia de 84%.

Cabe recordar que, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee un contrato con Enap Refinerías S.A. ("ERSA") que incluye capacidad reservada de regasificación y suministro por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año. Adicionalmente, se han firmado contratos de suministro de gas con productores argentinos (Pampa Energía, Pan American Energy, Pluspetrol y Total Austral), para complementar el suministro de GNL a contar de octubre de 2022. Considerando estos nuevos contratos, Colbún tiene acuerdos de importación desde Argentina que totalizan 3.030.000 m³ de gas por día, para los meses de Oct22 a Abr23. Durante el 4T22, la generación con gas argentino fue la siguiente: Octubre 410 GWh Noviembre 403 GWh y Diciembre 382 GWh.

En 2022 Colbún ha continuado participando en diversos procesos de licitación de suministro, privilegiando la recontractación de los clientes libres actuales y la contratación de nuevos clientes por más de 5 años de suministro.

Este año se suscribieron contratos con 21 clientes por 253 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la contratación del Grupo CCU por un total de 203 GWh/año por 8 años, Lesaffre Industrial Chile S.A. por un total de 11 GWh/año por 6 años y Grupo Lactalis 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 extrema seca.

7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

Durante el cuarto trimestre del 2022, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 97%, siendo 41% el valor registrado el año 2021.

En 4T22 la demanda eléctrica aumentó en 6,2% en relación con el mismo período del año 2021, debido a recuperación minera. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 4T22 se registró un incremento de la demanda eléctrica de un 4,2%. El costo marginal promedio de Santa Rosa durante el 4T22 alcanzó los US\$67,8/MWh. En contraste con el 3T22 (US\$23,4/MWh), el incremento se debe a la menor disponibilidad del recurso hídrico.

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 al SEN 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	812 MW	Eólica	Región de Antofagasta	Construcción
Baterías Diego de Almagro	8 MW / 32 MWh	Baterías	Región de Atacama	Construcción
Inti Pacha I,II&III	750 MW	Solar	Región de Antofagasta	EIA aprobado
Jardín Solar	537 MW	Solar	Región de Tarapacá	EIA aprobado
Los Junquillos	360 MW	Eólica	Región del Biobío	EIA en tramitación
Celda Solar	422 MW + 240 MW X 5	Solar + Baterías	Región de Arica	EIA en tramitación

● **Proyecto Eólico Horizonte (812 MW):** El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 130 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta, considerando el desplazamiento por la Ruta 5. Considera una potencia de 812 MW, mayor a la informada anteriormente, que se compone de 140 máquinas de 5,8 MW cada una y una generación anual promedio de aproximadamente 2.490 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 4T23 y la entrada en operación de los últimos aerogeneradores se proyecta hacia el 4T24.

Al cuarto trimestre 2022 se alcanzó el 38% de avance del proyecto. Se completó la construcción del acceso externo al Parque desde la Ruta-5. Además, sigue en proceso la construcción de plataformas y fundaciones de los aerogeneradores. En total, se descargaron al sitio 30 palas y 27 tramos de torres, que serán instaladas a partir de marzo del 2023.

● **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.

El proyecto se encuentra en la fase final de puesta en marcha a la espera de la autorización de la energización de las baterías para las pruebas operativas.

● **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 por 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.

La autorización de conexión a la S/E Crucero se encuentra en etapa de Revisión de Ingeniería de Diseño conceptual de la conexión.

● **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 cuarto trimestre el proyecto se mantiene sin novedades.

● **Proyecto Eólico Los 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 Bío-Bío. 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 mes de diciembre el proyecto reingresó su Estudio de Impacto Ambiental (EIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA).

● **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 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 etapa de emisión de la adenda 1.

● **Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (180 MW):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada de 180 MW. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 5 km al sur-poniente de la localidad de La Tirana, y a unos 16 km al sur de Pozo Almonte en la Región de Tarapacá, y utiliza un área total de aproximadamente 423 ha.

Este proyecto se encuentra en cartera, sin embargo, se encuentra diferido su desarrollo para dar prioridad a otros proyectos.

● **Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 4T22, 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 división y gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Control de Gestión y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos y Sostenibilidad que sesiona bimestralmente.

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. Colbún posee una Planta de Osmosis Inversa que permite reducir hasta en un 50% el agua utilizada en el proceso de enfriamiento de los ciclos combinados del Complejo Nehuenco.

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 1° de enero de 2018. Este acuerdo permite contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año. Adicionalmente, se han firmado contratos de suministro de gas con productores argentinos (Pampa Energía, Pan American Energy, Pluspetrol y Total Austral), para complementar el suministro de GNL. Considerando estos nuevos contratos, Colbún tiene acuerdos de importación desde Argentina que totalizan 3.030.000 m3 de gas por día, para los meses de Oct22 a Abr23.

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

En el contexto del proceso constitucional originado a partir del llamado “Acuerdo por la Paz y la Nueva Constitución”, y de la posterior aprobación de la redacción de una nueva Constitución mediante plebiscito, la Convención Constitucional redactó una propuesta de texto de nueva Constitución que fue presentada oficialmente a la ciudadanía el 4 de julio del 2022. Esta propuesta fue rechazada por la ciudadanía el día 4 de septiembre de 2022. 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.

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 US\$500 millones, 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 US\$1.800 millones 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.
- 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:
- **Almacenamiento:** Permite que los sistemas de almacenamiento “puros” o “aislados”, es decir, aquellos que no son parte de una central de generación, se les remunere por la energía y potencia inyectada al sistema, permitiéndoles participar en los balances de transferencias económicas en el mercado mayorista de corto plazo.
- **Sistemas de generación-consumo:** Habilita la conexión eficiente de sistemas de “generación – consumo”, que tienen capacidad de generación propia con energías renovables.
- **Electromovilidad:** Incentiva la venta de vehículos eléctricos, equiparando el valor de sus permisos de circulación al de los autos de combustión interna equivalentes y los habilita para participar del mercado eléctrico como sistemas de almacenamiento.

Principales Novedades en Proyectos de Ley en Tramitación

El **Proyecto de Ley de cuotas ERNC** se encuentra en primer trámite constitucional con urgencia calificada de discusión inmediata y está siendo analizado por la comisión de minería y energía de la cámara de diputados. El proyecto actualmente en discusión considera los siguientes cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos:

- a) Aumentar las metas de generación renovable a gran escala, imponiendo 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.
- b) 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.
- c) 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.

El 29 de junio del 2022 se ingresó una moción a la Cámara de Diputados que modifica la Ley 19.300 y pretende regular el proceso de transición social, ambiental, energética y económica en el marco de los compromisos y necesidades de reducción de emisiones de GEI, protección de sumideros y ecosistemas. El proyecto define el concepto de transición socio ecológica justa además de establecer siete principios, los cuales guiarán dicho proceso. Además, establece que el Estado podrá abordar los ciclos de producción y consumo de forma holística considerando a las comunidades y la naturaleza, a fin de transitar hacia una economía decreciente,

descarbonizada, libre de residuos y que fomenta las soluciones basadas en la naturaleza. El proyecto actualmente se encuentra sin urgencia y en primer trámite constitucional.

Adicionalmente, desde julio del presente año se ha actualizado permanentemente la urgencia del proyecto presentado al Senado el 15 de julio de 2020, que exige Resolución de Calificación Ambiental a proyectos evaluados o aprobados con anterioridad a la creación de la actual Institucionalidad Ambiental. El proyecto amplía la definición de Protección del Medio Ambiente en la Ley N°19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, y añade un inciso que establece que todo proyecto o actividad susceptibles de causar impacto ambiental requerirá para su aprobación y/o ejecución, la resolución que lo califica ambientalmente. Esto es complementado con la incorporación de un artículo transitorio que establece que los proyectos o actividades que no cuenten actualmente con Resolución de Calificación Ambiental tendrán el plazo fatal de 12 meses su obtención, desde la publicación de esta modificación. La tramitación del proyecto fue retomada en diciembre del 2021 y actualmente posee urgencia simple y debe ser revisado en el Senado por la Comisión de Medio Ambiente y Bienes Nacionales y de Minería y Energía.

Por otro lado, el 5 de octubre fue ingresada una moción a la Cámara de Diputados que modifica la ley N°19.300 y regula la instalación, y coexistencia con comunidades colindantes, de complejos de Aero generación y plantas fotovoltaicas. El proyecto abarca aspectos de diseño y construcción; como distancia mínima entre torres, tipo de suelo permitido, y restricciones de ubicación de proyectos colindantes. Respecto del impacto ambiental y su respectiva evaluación, el proyecto establece características mínimas para presentar el EIA, además de criterios que regulan el efecto sombra de estos. Un aspecto fundamental del proyecto es la creación de instancias efectivas de participación ciudadana, considerando el codesarrollo del proyecto con las comunidades colindantes. Por último, se establece que la Superintendencia de Medio Ambiente y de Electricidad y Combustibles será la encargada de fiscalizar las normas emanadas de este proyecto, y que el incumplimiento de las distancias mínimas podría desencadenar en una revocación de la resolución de calificación ambiental. Este proyecto se encuentra sin urgencia y debe ser revisado por la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

El año 2017, a través de una moción parlamentaria, fue presentado el proyecto de ley que modifica la ley 19.300, con el objeto de establecer restricciones a la tramitación de proyectos en zonas declaradas latentes o saturadas. Este proyecto se encontraba en segundo trámite legislativo en julio de 2020, y fue retomado por el ejecutivo en junio de 2022, haciendo presente la urgencia simple para su tramitación. El proyecto tiene por objeto regular las inversiones que se desean instalar en zonas declaradas latentes o saturadas, mientras no sean dictados los planes de prevención o de descontaminación, respectivamente. Para ello establece que; los proyectos que posean un impacto significativo de emisiones requerirán especialmente un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), mientras que aquellos que produzcan un impacto crítico deberán ser rechazados sus respectivos EIA. Actualmente el proyecto se encuentra en su segundo trámite legislativo, en revisión por la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y con urgencia suma.

Agenda Legislativa Ministerio de Energía

Durante octubre el ministro de energía Diego Pardo presentó en el congreso la agenda legislativa del ejecutivo. En miras del proceso de transición energética y descarbonización de la matriz, el ministerio planteó sus dos ejes bajo los cuales trabajará en el corto plazo; aumentar la capacidad instalada del sistema en 25 GW para el 2030, y reforzar el sistema de transmisión eléctrica con nuevas líneas y subestaciones. Para ello estableció las siguientes prioridades en la agenda legislativa:

- Perfeccionamiento de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

Este Proyecto de ley tendría dos objetivos principales: el primero, generar una excepción en la Ley para que las concesionarias de servicio público de los sistemas medianos puedan integrarse verticalmente, dada las características especiales que poseen en estas zonas; y el segundo, modificar el mecanismo de las obras de ampliación de transmisión, que actualmente son licitadas por el Coordinador y que ha generado un retraso importante en el desarrollo de nuevas obras. Por ello, el proyecto pretende volver a un proceso similar al que existía antes de la ley N°20.936.

- Ley de perfeccionamiento de la SEC:

Propuesta de ley que pretende entregar herramientas más robustas a la Superintendencia, para que pueda fiscalizar y sancionar los cortes de suministro. Para esto, el proyecto pretende actualizar el ámbito de competencia del servicio a los nuevos energéticos; reforzar las atribuciones en resolución de reclamos, incorporar el enfoque de desempeño en la fiscalización; y perfeccionar la potestad de interpretación normativa energética y de la potestad sancionatoria. El ejecutivo esperará a que se concreten los proyectos antes mencionados para poder priorizar este.

Por otro lado, el ministerio abordará la temática del hidrógeno mediante la ley de presupuesto, incorporando Planes Estratégicos de Energía en Regiones (PEER) con enfoque en dicha tecnología.

Adicionalmente, el ministerio planteó a la industria el desarrollo de un proyecto de ley de Transición Energética que sería de amplio alcance para el sector, y que se presentaría en diciembre de 2022, lo que a la fecha no ha sucedido.

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. Por ello la Comisión Nacional de Energía convocó una Mesa Público Privada del Mercado de Corto plazo (MCP) que tenía el objetivo de analizar las causas particulares y sistémicas que estarían influyendo en esta situación. En la instancia participó el Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Coordinador Eléctrico Nacional y asociaciones gremiales del sector. En total se plantearon 60 propuestas por los organismos y gremios, las que fueron analizadas y consolidadas por la CNE en un informe publicado el 6 de enero de 2023. Dentro de las propuestas contenidas en el informe, se encuentra la mejora de las garantías, mejoras en las bases de licitaciones de suministro regulado, modificación al proceso de planificación y tarificación, incentivos al almacenamiento, implementación de la etapa intradiaria, incorporación de elementos de monitoreo y control en las redes de transmisión, mayor reportabilidad de pagos laterales y costos sistémicos y la realización de un análisis conjunto entre la CNE y el MEN para seguir analizando medidas en el contexto del MCP, entre otras. Cada una de estas modificaciones será abordada por distintos cuerpos normativos en un plazo máximo de 36 meses.

Novedades Decreto de Racionamiento

El 7 de septiembre, a través del decreto 74, el Ministerio de Energía extendió el decreto preventivo de racionamiento (DS N°51/2021) hasta el 31 de marzo de 2023 y redujo la reserva hídrica a 66 GWh.

Perú

El 26 de febrero de 2022 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Ley No. 31429, mediante la cual se modifica la Ley No. 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (en adelante, "Ley FOSE"). Dichas modificaciones serán aplicables a partir del pliego tarifario del mes de enero del 2023 y tienen una especial incidencia en los usuarios libres del sector eléctrico, debido a que estos han sido incluidos como sujetos que serán afectados por el recargo FOSE. Antes de las modificaciones aprobadas, los usuarios libres ya venían realizando aportes mensuales para financiar el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), programa de apoyo para expandir la frontera energética en los segmentos vulnerables de la población. En consecuencia, la inclusión de los usuarios libres como sujetos afectados por el recargo FOSE, significaría que estos realicen un doble aporte para financiar la misma finalidad, esto es, compensar la tarifa eléctrica residencial.

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.

El 28 de octubre de 2022 se publicó la Ley 31.598 que dispuso adelantar a noviembre de 2022 la vigencia de la Ley 31.429, que introdujo modificaciones a la Ley 27.510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (“Ley del FOSE”).

La Ley 31.429, publicada el 26 de febrero de 2022, dispuso principalmente:

- 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).

La misma Ley 31.429 estableció, originalmente, que las modificaciones efectuadas a la Ley del FOSE entrarían en vigor a partir de enero del 2023. Sin embargo, mediante la Ley 31.598 se adelantó su vigencia a noviembre de 2022. De esta manera, a partir de noviembre de 2022, se incrementa el rango de usuarios beneficiados por el FOSE; y, además las facturas por el servicio eléctrico a usuarios libres incluirán el cargo FOSE para su financiamiento.

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 0,1% durante el 4T22 respecto al 4T21, mientras que Perú ha experimentado un aumento de aproximadamente un 6,2% en comparación al 4T21.

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

Al 31 de diciembre de 2022, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 92% a tasa fija y 8% a tasa flotante.

B.2.3 Riesgo de crédito

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2022, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuentas corrientes remuneradas, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los segundos corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como "money market".

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

B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de diciembre de 2022, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$1.154 millones, invertidos en cuentas corrientes remuneradas, depósitos a plazo y fondos Mutuos con duración promedio de 59 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 2 a 3 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\$65 millones.

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

Al 31 de diciembre de 2022, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA por Fitch Ratings y Feller Rate, ambas con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch Ratings, todos con perspectiva estable.

Al 31 de diciembre de 2022 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional BBB- por S&P y por Fitch Ratings, todos con perspectivas estables.

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

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 23 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de diciembre de 2022 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se

traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$6,3 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 antes un cambio de 35 puntos básicos en la tasa variable de referencia, siendo esta la tasa DOFR. De esta forma, un alza de 35 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 tasa de interés acotado.

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

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 26%. 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 51% en términos de nocional.

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.