



1° TRIMESTRE 2020



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS  
ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS

Al 31 de marzo de 2020

# 1T20

## INFORME TRIMESTRAL

<b>SINÓPSIS DEL PERÍODO</b>	<b>3</b>
<b>GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS</b>	<b>5</b>
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
<b>ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>8</b>
Análisis Resultado Operacional Generación Chile	9
Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile	10
Análisis Resultado Operacional Perú	11
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	12
<b>ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO</b>	<b>13</b>
<b>INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS</b>	<b>15</b>
<b>ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO</b>	<b>17</b>
<b>ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS</b>	<b>18</b>
Perspectivas de mediano plazo Chile	18
Perspectivas de mediano plazo Perú	19
Plan de crecimiento y acciones de largo plazo	19
Gestión de riesgo	22
<b>ANEXO</b>	<b>29</b>

Conference Call  
Resultados 1T20

Fecha: Martes 05 de mayo 2020

Hora: 15:30 PM Eastern Time

US Toll Free: +1 844 369 8770  
International Dial: +1 862 298 0840  
Event Link:  
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/34355>

**Contacto Relación con Inversionistas:**

Miguel Alarcón V.  
[malarcon@colbun.cl](mailto:malarcon@colbun.cl)  
+ (56) 2 24604394

Soledad Errázuriz V.  
[serrazuriz@colbun.cl](mailto:serrazuriz@colbun.cl)  
+ (56) 2 24604450

Isidora Zaldívar S.  
[izaldivar@colbun.cl](mailto:izaldivar@colbun.cl)  
+ (56) 2 24604308

# 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

## Principales Cifras a Nivel Consolidado:

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del primer trimestre del año 2020 (1T20) ascendieron a **US\$342,6 millones**, disminuyendo un 11% respecto a los ingresos percibidos el primer trimestre del año 2019 (1T19), principalmente a (1) menores ventas físicas a clientes regulados, principalmente debido al término del contrato con SAESA en dic19; y (2) menores ventas físicas en el mercado spot tanto en Chile como en Perú. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas a clientes libres en Chile y a un mayor precio promedio en las ventas en el mercado spot en dicho país, que se efectúan al costo marginal del sistema.

El **EBITDA** consolidado del 1T20 alcanzó **US\$172,3 millones**, aumentando un 4% con respecto al EBITDA de US\$165,4 millones del 1T19 principalmente explicado por generación a gas a menor costo y al impacto favorable de la devaluación del peso chileno sobre los gastos denominados en moneda local.

El **resultado no operacional** el 1T20 presentó una pérdida de **US\$49,4 millones**, mayor que la pérdida de US\$17,5 millones en 1T19. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) mayores “Otras pérdidas” asociadas al registro de parte de la prima pagada por el prepago parcial del Bono 2024 realizada en el mes de marzo, cuyo impacto ascendió a US\$17 millones y (2) un efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre.

El **gasto por impuestos** del 1T20 ascendió a **US\$21,9 millones**, aumentando un 10% respecto al gasto observado en 1T19, pese a la disminución en la ganancia antes de impuestos. Lo anterior se explica por el efecto de gastos por impuesto en nuestra filial Fenix Power, debido a la depreciación del Sol Peruano durante el periodo.

La Compañía presentó en el 1T20 una **ganancia** que alcanzó los **US\$40,5 millones**, un 38% menor a la ganancia de US\$64,4 millones del 1T19. La menor ganancia se explica principalmente por la mayor pérdida no operacional anteriormente explicada.

## Hechos destacados del trimestre:



Respecto a la contingencia de la pandemia COVID-19, las centrales de la Compañía se encuentran operando con normalidad y Colbún ha tomado acciones considerando dos focos prioritarios:

- i. Resguardar la salud de trabajadores, colaboradores, proveedores y nuestras comunidades aledañas:
  - a. Se ha establecido teletrabajo para todos los cargos que pueden ejercer sus funciones con esta modalidad
  - b. Para cargos con funciones donde es crítico que la labor se realice de manera presencial, se mantiene esa forma de trabajo, pero con los resguardos necesarios. En las centrales de la Compañía se adoptaron distintas medidas preventivas para evitar contagio, tales como segmentación de equipos, resguardos en lugares de alimentación, controles de temperatura, reforzamiento de las prácticas colectivas e individuales de limpieza y desinfección y traslados especiales desde y hacia los domicilios particulares.
- ii. Asegurar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico:
  - a. Se adoptaron medidas para asegurar la provisión de insumos necesarios para el correcto funcionamiento de todas las centrales.

- b. Se aplazaron los mantenimientos que no pongan en riesgo la continuidad operacional e integridad de las unidades de generación.

Respecto al impacto del COVID19 en la demanda de energía, aún existe incertidumbre sobre cómo y por cuánto tiempo se extenderá esta contingencia. En las últimas semanas de marzo y principios de abril, en Chile, la demanda de energía ha caído aproximadamente un 5%, mientras que en Perú esta baja ha sido de aproximadamente un 30%.

■ ■ ■ El 6 de marzo Colbún emitió una nueva serie de **bonos en el mercado internacional por US\$500 millones** (regla 144A Regulación S), con vencimiento a 10 años plazo, obteniendo una tasa cupón de 3,15%, con un yield de 3,33%, alcanzando la tasa más baja de un emisor corporativo privado en Chile. De los fondos provenientes de esta colocación, US\$343 millones fueron destinados al refinanciamiento parcial del bono de US\$500 millones del mismo tipo que vencía el año 2024 a una tasa del 4,5%.

■ ■ ■ Se **inscribieron dos nuevas líneas de bonos** en el mercado local por un monto conjunto UF 7 millones, para plazos de 10 y 30 años.

■ ■ ■ Con fecha 1 de abril, el Directorio acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas repartir un dividendo total de US\$253 millones, que consiste en: un **(1) dividendo definitivo por US\$110,6 millones**, que sumado a los US\$92,4 millones pagados en diciembre 2019 ascendería al 100% de la utilidad líquida distributable del año 2019, y (2) un **dividendo eventual** con cargo a las utilidades de los ejercicios anteriores por **US\$50 millones**.

■ ■ ■ Respecto a la disponibilidad de la **central Fenix**, desde el 29 de octubre 2019 hasta el 10 de enero 2020 la planta funcionó a un 50% de su capacidad, producto del hallazgo de una falla en una de las turbinas de gas (TG12). A partir del 10 de enero y hasta el 1 de febrero la planta se encontró indisponible debido a que se comenzó el mantenimiento preventivo en la otra turbina de gas (TG11), mientras que la TG12 seguía en reparaciones. La turbina TG12 fue reparada y entró en funcionamiento a partir del 1 de febrero, con lo que hasta el 8 de marzo la planta funcionó a un 50% de su capacidad (sólo TG12 operando). El 8 de marzo se terminó el mantenimiento preventivo de la TG11. A partir del 17 de marzo la planta se encuentra 100% disponible. Existe una póliza asociada a dicha falla, y la cobertura de este se encuentra en proceso de liquidación. Cabe señalar que la Central no ha despachado desde el 17 de marzo, dada la reducción de la demanda eléctrica en Perú producto del Estado de Emergencia decretado ante el COVID-19.

## 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 1T19 y 1T20.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Ventas	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>3.274</b>	<b>2.894</b>	<b>(12%)</b>
Clientes Regulados	1.086	788	(27%)
Clientes Libres	1.492	1.684	13%
Ventas en el Mercado Spot	695	422	(39%)
<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.595</b>	<b>1.390</b>	<b>(13%)</b>

Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>3.334</b>	<b>2.984</b>	<b>(10%)</b>
Hidráulica	1.194	1.120	(6%)
Térmica	2.114	1.838	(13%)
Gas	1.363	1.190	(13%)
Diésel	52	31	(39%)
Carbón	699	617	(12%)
ERFV	27	26	(1%)
Eólica*	20	20	(2%)
Solar	6	7	3%
<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>695</b>	<b>422</b>	<b>(39%)</b>

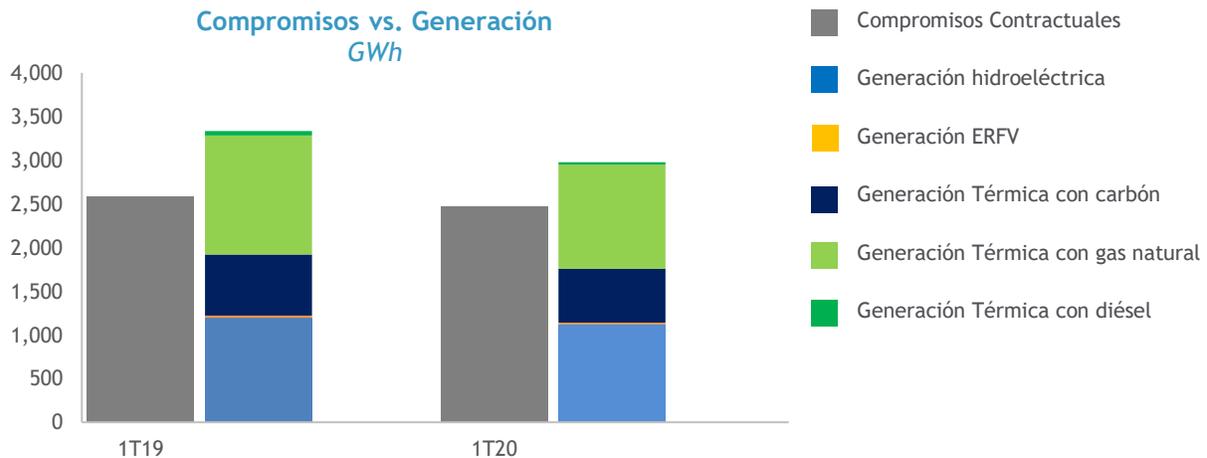
(\*): Corresponde a la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona.  
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 1T20 alcanzaron **2.894 GWh**, disminuyendo un 12% en comparación con el 1T19, debido a una menor venta a clientes regulados principalmente debido al término del contrato de SAESA en dic19, y menores ventas en el mercado spot, parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres. Por su parte, la **generación** del trimestre disminuyó en un 10% respecto al 1T19, principalmente por: (1) menor generación térmica con gas (-173 GWh) y a carbón (-82 GWh), producto de un menor despacho económico en ciertas horas del día; (2) una menor generación hidroeléctrica (-74 GWh) producto de una hidrología menos favorable respecto a igual trimestre del año anterior y (3) una menor generación con diésel (-21 GWh) por menor despacho económico.

■ ■ ■ El **balance en el mercado spot** durante el trimestre registró ventas netas por 422 GWh, mientras que el 1T19 se registraron ventas netas por 695 GWh. La disminución se explica principalmente por la menor generación durante el 1T20. El 1T20 el 100% de los compromisos fueron abastecidos con generación costo eficiente (hidroeléctrica, ERFV, carbón y gas natural).

■ ■ ■ **Mix de generación en Chile:** El año hidrológico (Abr19-Mar20) recién terminado presentó precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN, siendo las cuencas del Maule y Laja las que presentan un déficit más importante en relación con un año medio, de 100% y 61% respectivamente. Por su parte, las cuencas de Biobío y Aconcagua presentan un déficit de 12% y 0% respectivamente, mientras que la cuenca del lago Chapo presenta un superávit de 2% sobre un año medio.

Durante 1T20 la generación del SEN aumentó 4% respecto a igual periodo del año 2019 (19.178 GWh en 1T19 vs. 19.910 GWh en 1T20). Durante el trimestre, se registró una mayor generación a gas (3.939 GWh en el 1T19 vs. 4.139 GWh en 1T20), ERFV (2.536 GWh en 1T19 vs. 3.070 GWh en 1T20), asociada a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías, y carbón (6.652 GWh en 1T19 vs. 7.047 GWh en 1T20). Por otra parte, la generación hidroeléctrica disminuyó 8% (5.274 GWh en 1T19 vs. 4.833 GWh en 1T20) por una hidrología menos favorable, asimismo la generación con diésel disminuyó (146 GWh en 1T19 vs. 132 GWh en 1T20). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel disminuyó respecto al 1T19, promediando US\$50,1/MWh en el 1T20, comparado con US\$63,5/MWh en el 1T19.



## 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 1T19 y 1T20.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T19	1T20	
<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>942</b>	<b>625</b>	<b>(34%)</b>
Clientes bajo Contrato	753	625	(17%)
Ventas en el Mercado Spot	189	-	-
<b>Potencia (MW)</b>	<b>555</b>	<b>558</b>	<b>1%</b>
Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T19	1T20	
<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>932</b>	<b>343</b>	<b>(63%)</b>
Gas	932	343	(63%)
<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>33</b>	<b>296</b>	<b>-</b>
<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	<b>156</b>	<b>(296)</b>	<b>-</b>

Las ventas físicas durante el 1T20 alcanzaron 625 GWh, disminuyendo un 34% respecto al 1T19. Las menores ventas físicas son explicadas principalmente por (1) las menores ventas en el Mercado Spot como consecuencia de (i) la menor generación producto de la reparación de la turbina de vapor TG12 y del mantenimiento preventivo de la turbina de vapor TG11 y (ii) la solicitud del COES de dejar de operar producto de la disminución de la demanda registrada en dicho país luego del decreto de Estado de Emergencia decretado por el Gobierno Peruano desde el 16 de marzo ante la pandemia del COVID-19; y (2) una menor venta a clientes bajo contrato como resultado del Estado de Emergencia anteriormente mencionado y del término de un contrato con Distriluz (40 MW).

Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 343 GWh, disminuyendo un 63% respecto al 1T19 producto de (1) la menor disponibilidad de la planta debido la reparación y mantenimientos realizados a las turbinas de vapor y (2) del menor despacho económico de la Central debido al Estado de Emergencia decretado a partir del 16 de marzo.

El balance en el mercado spot registró compras netas por 296 GWh, en comparación con las ventas netas por 156 GWh durante el trimestre del año anterior, debido a la menor generación.

**Mix de generación en Perú:** La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), aumentó un 6,0% respecto al mismo periodo del año 2019 producto de una condición hidrológica más favorable del río Mantaro (principal complejo hidroeléctrico de Perú). Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó un 22,7% durante el 1T20 en comparación con el 1T19, debido a la menor demanda a partir de la segunda quincena de marzo 2020 ocasionado por el Estado de Emergencia ante la pandemia del COVID-19. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del 1T20, fue de -1,7%, principalmente explicado por la menor demanda en la segunda quincena del mes de marzo 2020, ocasionada por el Estado de Emergencia.

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 1T19 y 1T20.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>383,1</b>	<b>342,6</b>	<b>(11%)</b>
Venta a Clientes Regulados	148,0	114,7	(23%)
Venta a Clientes Libres	164,0	168,5	3%
Ventas de Energía y Potencia	52,6	37,9	(28%)
Peajes	10,5	15,1	45%
Otros Ingresos	8,0	6,3	(21%)
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(194,0)</b>	<b>(149,1)</b>	<b>(23%)</b>
Peajes	(33,0)	(21,6)	(35%)
Compras de Energía y Potencia	(2,8)	(15,5)	-
Consumo de Gas	(103,5)	(68,5)	(34%)
Consumo de Petróleo	(9,1)	(4,3)	(53%)
Consumo de Carbón	(26,0)	(20,8)	(20%)
Otros	(19,6)	(18,5)	(6%)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>189,1</b>	<b>193,5</b>	<b>2%</b>
Gastos por Beneficios a Empleados	(18,1)	(15,1)	(17%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(5,6)	(6,0)	8%
Gastos por Depreciación y Amortización	(62,3)	(60,6)	(3%)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>103,1</b>	<b>111,8</b>	<b>8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>165,4</b>	<b>172,3</b>	<b>4%</b>
Ingresos Financieros	6,4	5,0	(21%)
Gastos Financieros	(22,9)	(22,5)	(2%)
Diferencias de Cambio	1,3	(4,8)	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,2	2,3	-
Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,5)	(29,4)	-
<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(17,5)</b>	<b>(49,4)</b>	<b>182%</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>85,6</b>	<b>62,4</b>	<b>(27%)</b>
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(20,0)	(21,9)	10%
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>65,5</b>	<b>40,5</b>	<b>(38%)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>64,4</b>	<b>43,7</b>	<b>(32%)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>1,1</b>	<b>(3,2)</b>	<b>-</b>

A partir de junio 2019 el contrato de gas con Calidda, en Perú, se comenzó a reconocer como arrendamiento financiero, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16. Cabe señalar que, a dicha fecha, se realizaron los registros de los impactos contables de manera retroactiva para el año 2019. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras del 1T19 que se presentan en este Análisis Razonado. Mayor detalle en Anexos al final de este informe.

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

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	mar-19	mar-20
Chile (CLP / US\$)	678,53	852,03
Chile UF (CLP/UF)	27.565,76	28.597,46
Perú (PEN / US\$)	3,32	3,44

### 3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T19 y 1T20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Generación Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>328,8</b>	<b>289,8</b>	<b>(12%)</b>
Venta a Clientes Regulados	120,4	85,4	(29%)
Venta a Clientes Libres	155,7	163,1	5%
Ventas de Energía y Potencia	47,8	36,2	(24%)
Otros Ingresos	4,9	5,0	2%
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(177,8)</b>	<b>(136,5)</b>	<b>(23%)</b>
Peajes	(42,2)	(28,4)	(33%)
Compras de Energía y Potencia	(2,5)	(14,2)	-
Consumo de Gas	(83,9)	(57,4)	(32%)
Consumo de Petróleo	(9,1)	(4,3)	(53%)
Consumo de Carbón	(26,0)	(20,8)	(20%)
Otros	(14,1)	(11,5)	(18%)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>151,0</b>	<b>153,2</b>	<b>1%</b>
Gastos por Beneficios a Empleados	(16,7)	(13,6)	(18%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(4,9)	(5,3)	7%
Gastos por Depreciación y Amortización	(47,8)	(46,7)	(2%)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>81,5</b>	<b>87,7</b>	<b>8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>129,4</b>	<b>134,3</b>	<b>4%</b>

(\*): 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 1T20 ascendieron a **US\$289,8 millones**, disminuyendo un 12% respecto de los ingresos percibidos el 1T19, principalmente debido a (1) menores ventas físicas a clientes regulados producto del término del contrato con SAESA en dic19; (2) a menores ventas físicas en el mercado spot (3) una disminución en el precio promedio de los contratos tanto de clientes libres como regulados principalmente por la aplicación del Cargo Equivalente de Transmisión (CET), mecanismo mediante el cual las empresas de generación y sus clientes pueden adscribir voluntariamente, mediante la modificación de sus contratos de suministro, a una disminución del precio de energía y en contra partida el cliente pasa a pagar directamente el peaje nacional a partir de la misma fecha liberando al generador del pago de ese peaje. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas a clientes libres y a un mayor precio promedio en las ventas en el mercado spot.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** totalizaron **US\$136,5 millones**, disminuyendo un 23% respecto al 1T19, principalmente producto de (1) un menor consumo de gas debido a una menor generación con dicho combustible durante el periodo y por un menor costo de generación con dicha tecnología y (2) menores costos por concepto de peaje producto de la adopción del CET mencionada anteriormente.

El **EBITDA** del 1T20 alcanzó **US\$134,3 millones**, aumentando un 4% respecto al EBITDA de US\$129,4 millones al 1T19, debido principalmente a (1) la disminución en el costo de generación en base a gas; y (2) a menores gastos denominados en moneda local producto de la depreciación del tipo de cambio respecto al 1T19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores ingresos de operaciones ordinarias del trimestre, anteriormente explicados.

### 3.2. Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile (Colbun Transmisión S.A.)

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T19 y 1T20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Transmisión Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>22,0</b>	<b>22,7</b>	<b>3%</b>
Peajes	21,9	22,7	3%
Otros Ingresos	0,1	0,0	(76%)
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(4,1)</b>	<b>-</b>
Peajes	0,0	0,0	156%
Otros	(2,4)	(4,2)	73%
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>19,6</b>	<b>18,6</b>	<b>(5%)</b>
Otros Gastos, por Naturaleza	(0,1)	(0,2)	83%
Gastos por Depreciación y Amortización	(3,6)	(2,7)	(25%)
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>15,9</b>	<b>15,7</b>	<b>(2%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>19,5</b>	<b>18,4</b>	<b>(6%)</b>

(\*): 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** de Colbun Transmisión provienen principalmente de dos fuentes: (1) **Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT)**, el cual corresponde al retorno sobre la inversión (AVI) sumado a los costos de operación y mantenimiento (COMA); y (2) **ingresos tarifarios (IT)**. Por otro lado, el principal componente de los costos de Colbun Transmisión son los IT. De este modo, el margen que recibe la Compañía corresponde al VATT. Adicionalmente, en caso de ser percibidas, se incorporan reliquidaciones en ingresos y costos.

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 1T20 ascendieron a US\$22,7 millones**, de los cuales un 39% corresponden a ingresos de activos nacionales, 6% a zonales y 55% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto al 1T19 se explican principalmente por reliquidaciones de ingresos tarifarios de los años 2018 y 2019 recibidos durante el periodo.

■ ■ ■ El EBITDA del 1T20 alcanzó **US\$18,4 millones**, disminuyendo un 6% respecto al EBITDA de US\$19,5 millones al 1T19, debido a un aumento en los costos de materias primas explicado por gastos no recurrentes asociados a servicios de mantenimiento.

### 3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 1T19 y 1T20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>42,0</b>	<b>37,7</b>	<b>(10%)</b>
Ventas a clientes Regulados	27,6	29,3	6%
Venta a Clientes Libres	8,3	5,5	(35%)
Ventas Otras Generadoras	4,8	1,7	(66%)
Peajes	-	-	-
Otros Ingresos	1,2	1,3	8%
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(23,5)</b>	<b>(16,0)</b>	<b>(32%)</b>
Peajes	(0,5)	(0,7)	-
Compras de Energía y Potencia	(0,3)	(1,3)	-
Consumo de Gas	(19,6)	(11,1)	(43%)
Consumo de Diésel	-	-	-
Otros	(3,1)	(2,8)	(10%)
<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>18,5</b>	<b>21,7</b>	<b>18%</b>
Gastos por Beneficios a Empleados	(1,5)	(1,5)	1%
Otros Gastos, por Naturaleza	(0,5)	(0,6)	11%
Gastos por Depreciación y Amortización	(10,9)	(11,2)	3%
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>5,6</b>	<b>8,4</b>	<b>50%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>16,5</b>	<b>19,7</b>	<b>19%</b>

A junio 2019 se realizó una reclasificación de los ingresos y costos de peajes a nivel de la filial Fenix en Perú, presentándose el efecto neto de dichas partidas. Con anterioridad a esa fecha, ingresos y costos se presentaban de forma separada en el Estado de Resultados. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras 1T19 que se presentan en este Análisis Razonado.

A partir de junio 2019 el contrato de gas con Calidda, en Perú, se comenzó a reconocer como arrendamiento financiero, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16. Cabe señalar que, a dicha fecha, se realizaron los registros de los impactos contables de manera retroactiva para el año 2019. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras del 1T19 que se presentan en este Análisis Razonado. Mayor detalle en Anexos al final de este informe.

(\*): 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 1T20 ascendieron a US\$37,7 millones**, disminuyendo un 10% respecto a los ingresos percibidos en 1T19, principalmente por: (1) menores ventas en el mercado spot como consecuencia de la menor generación del periodo, producto de (i) la reparación de la turbina de gas TG12 y del mantenimiento preventivo de la turbina de gas TG11 y (ii) la solicitud del COES de dejar de operar producto de la disminución de la demanda registrada en dicho país luego del decreto de Estado de Emergencia decretado por el Gobierno Peruano desde el 16 de marzo ante la pandemia del COVID-19; y (2) menores ventas a clientes libres como resultado del Estado de Emergencia anteriormente mencionado y del término de un contrato con Distriluz (40 MW). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por las mayores ventas a clientes regulados.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados alcanzaron US\$16,0 millones**, disminuyendo un 32% respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución se explica principalmente por un menor consumo de gas producto de la menor generación dada la menor disponibilidad de la central durante el periodo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores compras de energía y potencia realizados durante el periodo.

El **EBITDA de Fenix totalizó US\$19,7 millones** al 1T20, mayor que el EBITDA de US\$16,5 millones registrado en el 1T19, principalmente por los menores costos en materias primas y combustibles utilizados dadas las razones mencionadas anteriormente.

### 3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados (Chile y Perú)

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 1T19 y 1T20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
Ingresos Financieros	6,4	5,0	(21%)
Gastos Financieros	(22,9)	(22,5)	(2%)
Diferencias de Cambio	1,3	(4,8)	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2,2	2,3	9%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,5)	(29,4)	-
<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(17,5)</b>	<b>(49,4)</b>	<b>182%</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>85,6</b>	<b>62,4</b>	<b>(27%)</b>
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(20,0)	(21,9)	10%
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>65,5</b>	<b>40,5</b>	<b>(38%)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>64,4</b>	<b>43,7</b>	<b>(32%)</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>1,1</b>	<b>(3,2)</b>	<b>-</b>

A partir de junio 2019 el contrato de gas con Calidda, en Perú, se comenzó a reconocer como arrendamiento financiero, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16. Cabe señalar que, a dicha fecha, se realizaron los registros de los impactos contables de manera retroactiva para el año 2019. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras del 1T19 que se presentan en este Análisis Razonado. Mayor detalle en Anexos al final de este informe.

El **resultado no operacional** el 1T20 presentó una pérdida de **US\$49,4 millones**, mayor que la pérdida de US\$17,5 millones en 1T19. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) menores “Otras pérdidas” asociadas al registro como gasto de parte de la prima pagada por el prepago parcial del Bono 2024 y otros gastos por el mismo concepto por US\$17 millones y (2) un efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre.

El **gasto por impuestos** del 1T20 ascendió a **US\$21,9 millones**, aumentando un 10% respecto al gasto observado en 1T19, pese a la disminución en la ganancia antes de impuestos, principalmente por la depreciación del Sol Peruano durante el periodo. Lo anterior debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en Soles Peruanos, de acuerdo a la legislación tributaria en Perú.

La Compañía presentó en el 1T20 una **ganancia** que alcanzó los **US\$40,5 millones**, un 38% menor a la ganancia de US\$64,4 millones del 1T19. La menor ganancia se explica principalmente por la mayor pérdida no operacional anteriormente explicada.

## 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic19 y Mar20. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-19	mar-20	Var	Var %
Activos corrientes	1.139,4	1.313,3	173,9	15%
Activos no corrientes	5.565,9	5.548,1	(17,8)	(0%)
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.705,3</b>	<b>6.861,5</b>	<b>156,1</b>	<b>2%</b>
Pasivos corrientes	338,3	344,8	6,4	2%
Pasivos no corrientes	2.631,4	2.749,6	118,2	4%
Patrimonio neto	3.735,6	3.767,1	31,5	1%
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.705,3</b>	<b>6.861,5</b>	<b>156,1</b>	<b>2%</b>

**Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.313,3 millones a Mar20, aumentando un 15% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic19, principalmente debido las mayores inversiones financieras registradas luego de la emisión del Bono Internacional realizada en marzo 2020.

**Activos No Corrientes:** Registraron US\$5.548,1 millones a Mar20, en línea respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic19.

**Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$344,8 millones a Mar20, en línea respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic19.

**Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$2.749,6 millones al cierre de Mar20, aumentando un 4% respecto al saldo registrado a Dic19, principalmente debido la emisión del bono internacional durante marzo 2020. De los US\$500 millones obtenidos por dicha emisión, US\$343 millones fueron destinados al prepago parcial del bono 2024, mientras que la diferencia corresponde a nueva deuda para la Compañía.

**Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.767,1 millones, aumentando un 1% respecto al cierre de Dic19, principalmente debido las utilidades registradas durante el periodo.

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

	dic-19	mar-20	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.678,7	1.814,8	136,1	8%
Inversiones Financieras**	797,3	979,7	182,4	23%
Deuda Neta	881,3	835,1	(46,3)	(5%)
EBITDA LTM	697,1	707,8	10,7	2%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,3	1,2	(0,1)	(7%)

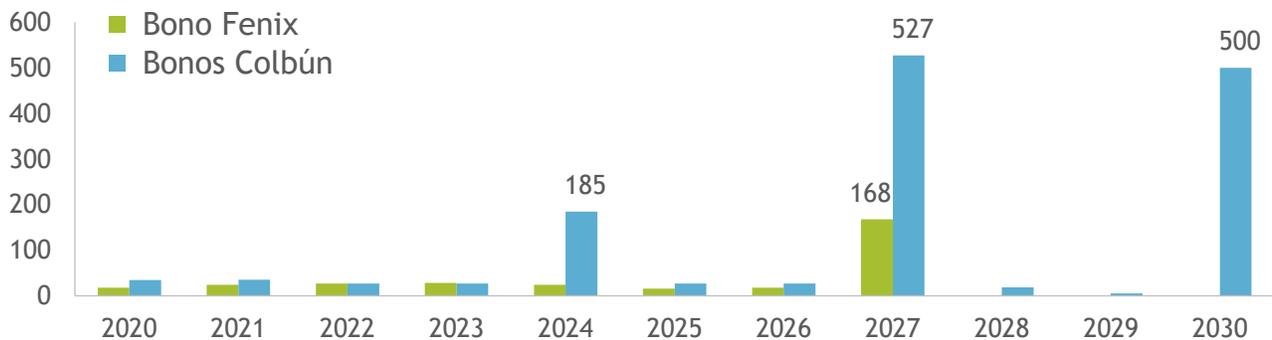
(\*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$314,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$14,0 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$120,2 millones asociado a un contrato de distribución de gas con Calidda.

(\*\*) La cuenta "Inversiones Financieras" aquí presentada, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

**Tabla 11: Perfil Deuda Financiera de Largo Plazo**

Vida Media	7,2 años
Tasa promedio	3,9% (100% tasa fija)
Moneda (*)	97% USD / 3% UF

(\*) Incluye los derivados financieros asociados



## 5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado a Dic19 y Mar20. Los indicadores financieros de Balance son calculados a la fecha que se indica y los del Estado de Resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

**Tabla 12: Indicadores Financieros**

Indicador	dic-19	mar-20	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,37	3,81	13%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,22	3,69	14%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,79	0,82	3%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,39%	11,14%	(2%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,61%	88,86%	0%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,97	3,65	(8%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,32%	4,58%	(14%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,01%	2,66%	(12%)
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,34%	8,56%	3%

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 **3,81x** y **3,69x** a Mar20, aumentando un 13% y 14% respectivamente con respecto a Dic19 producto del aumento en los activos corrientes principalmente debido al mayor saldo de cuentas efectivo y efectivo equivalente registrado durante el periodo.

■ ■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,82x** a Mar20, aumentando un 3% respecto al valor de 0,79x a Dic19, principalmente debido al mayor pasivo no corriente luego de la emisión de un bono internacional durante el periodo. Cabe señalar que de los US\$500 millones obtenidos por la nueva emisión, US\$343 millones fueron destinados a refinanciar el bono con vencimiento en 2024.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Mar20 fue de **11,14%**, disminuyendo respecto al valor de 11,39% a Dic19, principalmente por un aumento en otros pasivos no corrientes producto de la emisión mencionada anteriormente.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Mar20 fue de **88,86%**, aumentando respecto al valor de 88,61% a Dic19 principalmente por un aumento en otros pasivos no corrientes producto de la emisión mencionada anteriormente.

■ ■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Mar20 fue de **3,65x**, disminuyendo un 8% con respecto al valor obtenido a Dic19 principalmente debido a la disminución de la ganancia antes de impuestos registrada, explicada principalmente por los gastos asociados al prepago parcial del bono 2024, realizado durante el trimestre.

■ ■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Mar20 fue de **4,58%**, disminuyendo un 14% respecto del valor de 5,32% registrado a Dic19. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas durante el periodo, anteriormente explicadas.

■ ■ ■ La **Rentabilidad del Activo** a Mar20 fue de **2,66%**, registrando una disminución de 12% con respecto del valor de 3,01% Dic19, principalmente producto de las menores ganancias registradas durante el periodo.

■ ■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** fue de **8,56%**, aumentando un 3% respecto al valor de 8,34% a Dic19. El aumento se explica principalmente por la disminución de las Propiedades, Plantas y Equipos Neto promedio registrado durante Mar20.

## 6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



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

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T19	1T20	T/T
<b>Efectivo Equivalente Inicial*</b>	<b>788,1</b>	<b>797,4</b>	<b>1%</b>
Flujo Efectivo de la Operación	78,3	97,9	25%
Flujo Efectivo de Financiamiento	(36,1)	105,7	(393%)
Flujo Efectivo de Inversión**	(17,6)	(18,6)	6%
<b>Flujo Neto del Período</b>	<b>24,6</b>	<b>185,0</b>	<b>652%</b>
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	3,0	(2,7)	(190%)
<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>815,7</b>	<b>979,7</b>	<b>20%</b>

(\*) El "Efectivo Equivalente" aquí presentado, incluye el monto asociado a depósitos a plazo que por tener plazo de inversión superior a 90 días se encuentran registrados como "Otros Activos Financieros Corrientes" en los Estados Financieros.

(\*\*) El "Flujo Efectivo de Inversión" difiere del de los Estados Financieros, ya que no incorpora el monto asociado a depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días.

Durante el 1T20, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$185,0 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto positivo de US\$24,6 millones del 1T19.

**Actividades de la operación:** Durante el 1T20 se generó un flujo neto positivo de US\$97,9 millones, que se compara con el flujo neto positivo de US\$78,3 millones al 1T19, principalmente explicado por menores costos asociados al consumo de gas.

**Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto positivo de US\$105,7 millones durante el 1T20, que se compara con el flujo neto negativo de US\$36,1 millones al 1T19, esto explicado principalmente por la emisión del bono internacional durante marzo 2020 y refinanciamiento parcial del bono 2024, el monto neto recaudado por dicha transacción ascendió a US\$116 millones.

**Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$18,6 millones durante el 1T20, en línea con desembolsos de US\$17,6 millones al 1T19.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.811 MW conformada por 2.188 MW en unidades térmicas, 1.614 MW en unidades hidráulicas y 9 MW del parque solar fotovoltaico PMGD Ovejería. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 15% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 7% 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.

Respecto a la infraestructura de transmisión eléctrica, Colbún cuenta con 942 Km de líneas de transmisión divididas en 335 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 70 km pertenecientes al segmento Zonal y 536 km pertenecientes al segmento Dedicado. Además, posee un total de 31 subestaciones.

### 7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

El año hidrológico (Abr19-Mar20) recién terminado presentó una probabilidad de excedencia del SEN de un 92%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas.

Cabe recordar, 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, para complementar el suministro de gas de GNL.

Desde principios de 2019, Colbún se ha adjudicado el contrato de suministro de mediano plazo con clientes libres por 3.500 GWh/año aproximadamente y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos. Dentro de las adjudicaciones mencionadas, destaca contrato de suministro con BHP de energía renovable por 3.000 GWh/año para sus faenas Escondida y Spence. Dicho contrato inicia suministro de energía a partir de enero del 2022, por un periodo de 10 años.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por 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 y de las condiciones hidrológicas.

## 7.2 Perspectiva de mediano plazo en Perú

---

En el primer trimestre de 2020, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 53%, siendo 37% el valor registrado en igual trimestre de 2019.

La tasa de crecimiento acumulada durante los últimos 12 meses de la demanda eléctrica al cierre del primer trimestre fue de -1.7%, inferior al crecimiento que se experimentó en 2019; influenciada principalmente por las medidas de restricción operativa que aplicó el gobierno peruano desde el 16 de marzo ante el COVID-19.

El comportamiento futuro de los costos marginales está supeditado principalmente al crecimiento de la demanda, a la hidrología y a los cambios regulatorios que tienen relación con la declaración de precios.

## 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 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, hidroeléctricos y de ampliación y normalización de sus actuales activos de transmisión.

### Proyectos de Generación en desarrollo

■ ■ ■ **Proyecto Eólico Horizonte (607 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. Cuenta con una potencia mínima de 607 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 2.000 GWh (considerando dicha potencia).

Este proyecto se inicia 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.

Para su desarrollo se estiman, desde la fecha de adjudicación, cuatro años para las etapas de estudios y permisos más tres años para la construcción.

Durante el primer trimestre de 2020 se ingresó a tramitación del Estudio de Impacto Ambiental, el cual fue declarado admisible, con una potencia máxima de 980 MW. Además, se comenzó el desarrollo de la ingeniería de detalle civil.

■ ■ ■ **Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (200 MW):** Ubicados en la comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama, a 27 kilómetros aproximados al sur de Diego de Almagro, consideran en su conjunto una potencia aproximada de 200 MW. Ambos proyectos se emplazan en un terreno total de 330 hectáreas, encontrándose a menos de dos kilómetros de la nueva subestación Illapa, lo que favorece su conexión al SEN. Dichos proyectos cuentan con estudio de impacto ambiental aprobado.

Durante el primer trimestre de 2020 se avanzó en las licitaciones de los principales suministros como paneles, inversores y seguidores. Se concluyó con la ingeniería de detalle de la Línea de Alta Tensión (LAT) y se avanzó en la revisión de ofertas ingeniería de detalle del BOP de la planta. Además, se inició la tramitación del Informe Favorable Construcción IFC.

**■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha (442 MW):** 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 736 ha.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 442 MW.

Este proyecto se origina a partir de la adjudicación de 2 concesiones de uso oneroso licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales.

Durante el primer trimestre de 2020 se realizó el ingreso a tramitación de la DIA, y se trabajó en la preparación de *respuestas al ICSARA N° 1*.

**■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Jardín Solar (450 MW):** El Proyecto considera la instalación de un parque de generación de energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 450 MW. Este parque solar se encuentra ubicado a aproximadamente 8 km al sur-este 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.

**■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Machicura (10,5 MW):** Este parque solar se encuentra ubicado a orillas del embalse Machicura, en la comuna de Colbún de la Región del Maule y utiliza un área total de aproximadamente 20 ha de propiedad de Colbun.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 9 MW, por lo cual se enmarca en la clasificación de un PMGD.

Durante el primer trimestre de 2020 se continuó desarrollando la fase de factibilidad, avanzando en los estudios de ingeniería y en la preparación de *respuestas al ICSARA N° 2*. El Coordinador Eléctrico aprobó factibilidad de conexión del proyecto.

**■ ■ ■ 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.

**■ ■ ■ Otros proyectos de energía renovable de fuente variable:** Al cierre del 1T20, 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.

**■ ■ ■ Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW):** El proyecto San Pedro se ubica a unos 25 kilómetros al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas actualmente en el proyecto, éste tendrá una capacidad instalada aproximada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales.

La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

El proyecto línea de transmisión San Pedro-Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la Central San Pedro al SEN mediante una línea de 220 kV y 47 kilómetros de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

En diciembre de 2018 se reingresó un Estudio de Impacto Ambiental para las adecuaciones del proyecto, el cual fue admitido para su tramitación. A fines de abril 2019 la autoridad ambiental emitió el primer Icsara.

### Proyectos de Transmisión en desarrollo

■ ■ ■ **Normalización S/E Candelaria:** Este proyecto consiste en una modificación del esquema de conexión de la subestación de doble barra a la configuración de interruptor y medio. Además, incorpora 6 nuevos paños en 220 KV con interruptores, desconectores, TTCC y otros equipos. El valor de inversión adjudicado es de US\$14,4 millones y su Puesta en Servicio se realizó el día 19 de febrero.

■ ■ ■ **Nuevo Banco de Condensadores Serie S/E Puente Negro:** Montaje de 2 bancos de condensadores en serie de capacidad de 224 MVar en la parte sur de la subestación. El valor de inversión adjudicado es de US\$6,8 millones y se encuentra en etapa de Puesta en Servicio.

■ ■ ■ **Normalización de la S/E Los Maquis:** Normalización de la S/E en 220 kV existente, modificando la actual configuración en tecnología GIS, el cambio considera al menos 6 paños. Se deben adecuar además los sistemas de control y protecciones. El valor de inversión adjudicado es de US\$8,0 millones y desde diciembre 2019 presenta un avance del 96%.

■ ■ ■ **Ampliación de la S/E Mulchen:** Ampliación de la plataforma de la S/E para la construcción de 5 nuevos paños de conexión en 220 kV. El valor de inversión adjudicado es de US\$3,6 millones y a marzo 2020 presenta un avance del 99%, faltando la aprobación del CEN a 2 estudios y la conexión a las barras de la Subestación. Se estima poner en servicio la obra a fines del mes de abril del presente año.

■ ■ ■ **S/E Pirque:** Regularizar la conexión de la S/E Pirque a través de un seccionamiento de la Línea Maipo - Puente Alto 1x 110 kV, con sus respectivos paños en reemplazo del Tap OFF actual. El valor de inversión adjudicado es de US\$1,8 millones y a marzo 2020 presenta un avance del 90%.

■ ■ ■ **Ampliación de S/E Puente Negro:** Obra de Ampliación originada en un contrato de servicio de Transmisión firmado en 2019 con la empresa Tinguiririca Energía, para seccionar y conectar a la S/E Puente Negro con línea 2x154 Tinguiririca-La Higuera. El proyecto tiene un presupuesto de US\$11,7 millones con fecha de término diciembre de 2020. En junio de 2019 se firmó un contrato EPC para la ejecución del proyecto con la empresa Agrosonda que a marzo de 2020 presentaba un avance del 26%.

■ ■ ■ **Aumento capacidad LT 2x110 kV Aconcagua-Esperanza:** Obra de Ampliación de instalaciones existentes consistente en el cambio de conductor de línea 2x110kV Aconcagua-Esperanza, entre las SS/EE Rio Aconcagua y Nueva Panquehue, por uno de alta capacidad y baja flecha capaz de transmitir 155 MVA a 35°C. El CEN lo adjudicó a la empresa SEMI por un valor de US\$ 5,6 millones. El contrato en SEMI y Colbun Transmisión se firmó con fecha 31 de enero de 2020, con un plazo de ejecución de 36 meses.

## 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.

### 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 podría encarecer 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. Con el objetivo de minimizar el uso del agua y asegurar la disponibilidad operacional durante periodos de escasez hídrica, Colbún construyó en 2017 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. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones *call* y opciones *put*, entre otras, para cubrir la porción remanente

de esta exposición en caso de existir. 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.

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, para complementar el suministro de gas de GNL.

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 periódicamente (la última en junio de 2019), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra 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 y de las instalaciones de transmisión de Colbún 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 cómo política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la Compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida de los mismos.

#### **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 proceso constitucional originado a partir del llamado "Acuerdo por la Paz y la Nueva Constitución" sufrió una reprogramación a raíz de la pandemia que vive el país. Como consecuencia de esta reprogramación, el plebiscito para decidir aprobar o rechazar la redacción de una nueva Constitución, que estaba originalmente programado para abril de 2020 se postergó para octubre de 2020. El proceso constitucional puede resultar en cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país

Con motivo del desafío a la salud pública de Chile debido a la propagación del Coronavirus, mediante el Decreto Supremo 104 de 18 de marzo de 2020, el Presidente de la República decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe en todo el territorio nacional, el cual tiene una vigencia de 90 días a partir de su entrada en vigencia, es decir, el día 19 de marzo de 2020. Cabe mencionar que el Presidente puede solicitar nuevamente su prórroga o su nueva declaración si subsisten las circunstancias que lo motivan, que para determinados plazos requiere de la comunicación y aprobación de parte del Congreso. En ese contexto a la fecha se han presentado una serie de mociones parlamentarias orientadas a poner en marcha un plan de contingencia que ayude a las familias chilenas con el pago de sus cuentas de servicios básicos durante el Estado de Catástrofe generado por el Coronavirus

Por otro lado, el Gobierno continúa impulsando los siguientes cambios regulatorios que, dependiendo de la forma en que se implementen, podrían representar oportunidades o riesgos para la Compañía

- (i) La "Nueva Ley de Distribución" (Ley Larga) , que buscará actualizar la regulación del sector distribución para abordar de mejor manera los avances tecnológicos y de mercado que se han dado y que se prevén para el futuro, fomentar la inversión y mejorar la calidad de servicio a los usuarios finales. Para esto, se ha propuesto la incorporación de nuevos roles; separando las actividades del segmento de distribución eléctrica y así introducir competencia. El ingreso del proyecto de ley al Parlamento se ha retrasado debido a la contingencia sanitaria que vive el país.

- (ii) La “Estrategia de Flexibilidad”, que tiene el objetivo de abordar las consecuencias sistémicas y de mercado que surgirán a causa de la incorporación cada vez mayor de energías renovables de fuente variable. Se han desarrollado informes por consultoras que han evaluado el tema con mayor profundidad para poder seguir con la discusión. La publicación definitiva de la Estrategia y el posible borrador del proyecto de ley asociado se ha retrasado también debido a la contingencia sanitaria que vive el país.
- (iii) A nivel reglamentario y de Resoluciones, cabe señalar la publicación de la Resolución Exenta que establece las disposiciones técnicas para la implementación del Mecanismo de Estabilización de tarifas para clientes regulados. El mecanismo de estabilización se encuentra actualmente en vigencia y está siendo monitoreado por el regulador y por los legisladores para evaluar su operatividad y cumplimiento de objetivos.

## Perú

Mediante Decreto Supremo N° 044-2020-PCM del 15 de marzo de 2020, se declaró el Estado de Emergencia Nacional por un plazo de 15 días calendario, disponiéndose el aislamiento social obligatorio para contrarrestar la epidemia del COVID-19. Dicho plazo ha sido ampliado hasta el 10 de mayo de 2020, mediante el Decreto Supremo N° 064-2020-PCM. Igualmente, mediante Decreto Supremo N° 051-2020-PCM, modificado por Decreto Supremo N° 064-2020-PCM, se dispuso la inmovilización social obligatoria de todas las personas en sus domicilios desde las 18:00 horas hasta las 04.00 horas del día siguiente a nivel nacional. Durante el Estado de Emergencia Nacional han sido suspendidos diversos derechos constitucionales tales como el libre tránsito, la libertad de reunión, entre otros. Sin perjuicio de ello, el suministro de energía eléctrica es considerado un servicio público esencial y el Gobierno Peruano viene dictando medidas para garantizar su continuidad.

En ese sentido, mediante el Decreto de Urgencia N° 35-2020 publicado el 13 de abril de 2020, se establecieron medidas que permiten la reprogramación y el fraccionamiento de los recibos y facturas de tales servicios públicos de energía eléctrica, gas natural y telecomunicaciones para la población vulnerable.

### 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 y octubre de 2017 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. Aunque se puede esperar que los factores que gatillan esta dinámica competitiva y tendencia en los precios se mantengan a futuro, es difícil determinar su alcance preciso en los valores de largo plazo de la energía.

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.

Respecto al impacto del COVID19 en la demanda y oferta de energía, aún existe incertidumbre sobre cómo y por cuánto tiempo se extenderá esta crisis. En las últimas semanas de marzo y principios de abril, en Chile, la demanda de energía ha caído aproximadamente un 5% y en Perú, la baja ha sido de aproximadamente un 30%. Adicionalmente el panorama económico mundial, en Chile y Perú se prevé una contracción de sus economías 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 marzo de 2020, la deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

### 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 marzo de 2020, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en cuenta corriente remunerada, fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”.

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

### B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de marzo de 2020, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$951 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 74 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) y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días.

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.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$108 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Se espera cubrir los pagos de intereses y amortizaciones con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de marzo de 2020, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA- por Fitch Ratings, con perspectiva positiva, y AA por Feller Rate, con perspectiva estable. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's y BBB por S&P, ambas con perspectiva estable, y BBB por Fitch Ratings, con perspectiva positiva.

Al 31 de marzo de 2020 Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional Ba1 por Moody's y 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 21.c.2 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 marzo de 2020 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$4,3 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

No existe riesgo de variación de tasas de interés, ya que el 100% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija.

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 23%. 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 33% 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.

## Nota contable a los Estados Financieros:

---

En relación a los Estados Financieros de la filial Fenix, para el año 1T19 cabe destacar lo siguiente:

### 1. Reconocimiento del contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero

A partir de enero 2019, debido a la entrada en vigencia de la normativa contable NIIF16, se reconoció el contrato de distribución de gas con Calidda como arrendamiento financiero.

Cabe señalar que este reconocimiento se realizó en los Estados Financieros de junio 2019 de manera retroactiva para el primer trimestre 2019. Para fines comparativos se realizó la misma clasificación en las cifras del 1T19 que se presentan en este Análisis Razonado. Con ello la diferencia entre las cifras presentadas en este Análisis Razonado respecto a los Estados Financieros para el 1T19 son las siguientes:

- i. Este Análisis Razonado presenta un mayor EBITDA de US\$3,8 millones, producto de un menor costo en consumo de gas durante el 1T19.
- ii. Este Análisis Razonado presenta mayores gastos por depreciación por US\$2,3 millones y mayores gastos financieros por US\$2,2 millones para el 1T19.

### 2. Ingresos y costos de peajes

Con anterioridad, dichas partidas se presentaban de forma separada en el Estado de Resultados de la Compañía (reconociendo tanto Ingresos como Costos). A partir junio de 2019, debido a la adopción de la normativa contable NIIF15, luego de un mayor análisis de los contratos y de la industria eléctrica peruana, se presentará su efecto neto. Cabe señalar que esta reclasificación tiene un efecto neutral en el EBITDA. Para fines comparativos, se realizó la misma reclasificación en las cifras 1Q19 que se presentan en este Análisis Razonado.

## 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](http://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.*