



4° TRIMESTRE 2020



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 31 de diciembre de 2020

4T20

INFORME TRIMESTRAL

| | |
|--------------------------------------------------|-----------|
| SINÓPSIS DEL PERÍODO | 3 |
| GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS | 6 |
| Generación y Ventas Físicas Chile | 6 |
| Generación y Ventas Físicas Perú | 8 |
| ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS | 9 |
| Análisis Resultado Operacional Generación Chile | 10 |
| Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile | 11 |
| Análisis Resultado Operacional Perú | 12 |
| Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado | 14 |
| ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO | 15 |
| INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS | 17 |
| ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO | 19 |
| ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS | 20 |
| Perspectivas de mediano plazo Chile | 20 |
| Perspectivas de mediano plazo Perú | 21 |
| Plan de crecimiento y acciones de largo plazo | 21 |
| Gestión de riesgo | 25 |

Conference Call
Resultados 4T20

Fecha: Viernes 29 de enero 2021

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/1997/39721>

Contacto Relación con Inversionistas:

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

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

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

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

Principales Cifras a Nivel Consolidado:

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias** del cuarto trimestre del año 2020 (4T20) ascendieron a **US\$335,7 millones**, disminuyendo un 5% respecto a los ingresos registrados el cuarto trimestre del año 2019 (4T19), principalmente debido a menores ventas físicas a clientes regulados, producto del término del contrato con SAESA en Dic19. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas a clientes libres y en el mercado spot en Chile producto de la mayor generación registrada durante el trimestre.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Dic20 ascendieron a US\$1.348,9 millones, disminuyendo un 9% respecto a Dic19, principalmente producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El **EBITDA** consolidado del 4T20 alcanzó **US\$179,9 millones**, disminuyendo un 2% con respecto al EBITDA de US\$182,9 millones del 4T19 principalmente explicado por los menores ingresos registrados durante el periodo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores costos de materias primas y consumibles en Chile, debido principalmente al menor consumo de gas en Chile.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic20 ascendió a US\$682,5 millones, disminuyendo un 2% respecto al EBITDA de US\$697,1 millones registrado a Dic19, principalmente debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El **Resultado no operacional** el 4T20 presentó una pérdida de **US\$207,4 millones**, mayor que la pérdida de US\$100,3 millones en 4T19. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) el registro contable de una provisión por deterioro en la filial Fenix en Perú por un monto neto de impuestos diferidos de US\$126,6 millones, para reflejar el menor importe recuperable respecto al valor contable de los activos producto de los menores costos marginales y precios de energía observados en los últimos años como consecuencia de tasas de crecimiento inferiores a las esperadas producto de un menor dinamismo de la actividad económica, demoras en la tramitación de temas regulatorios y eventos exógenos (políticos, desastres naturales). Esta condición se profundizó durante el año 2020 como consecuencia del impacto de la pandemia por el virus COVID-19, registrándose un decrecimiento de 7% de la demanda eléctrica respecto al cierre de 2019. Ello ha contribuido a profundizar una situación de sobreoferta en el mercado de generación eléctrica y es probable que el restablecimiento del equilibrio entre oferta y demanda tome algo más de tiempo al considerado anteriormente. Cabe mencionar que, tomando en consideración la participación que Colbún S.A ostenta en Fenix (51%), el impacto de dicha provisión en la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora asciende a US\$64,6 millones y (2) menores ingresos financieros percibidos debido a las menores tasas de inversión de los excedentes de caja a nivel local e internacional.

En términos acumulados, el Resultado no operacional a Dic20 presentó una pérdida de US\$303,7 millones, un 72% mayor a la pérdida registrada a Dic19, debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ El 4T20 se registró una **ganancia por impuestos** que ascendió a **US\$27,5 millones**, en comparación con el gasto por impuestos de US\$2,5 millones observado en 4T19. La ganancia por impuestos del 4T20 se debe principalmente al efecto en resultados generado por el registro contable de la provisión por deterioro en la filial Fenix, generando una disminución en el pasivo por impuesto diferido.

En términos acumulados, el gasto por impuestos a Dic20 alcanzó US\$42,8 millones, disminuyendo un 37% respecto a Dic19, principalmente debido al efecto en resultados generado por el registro contable de la provisión por deterioro en la filial Fenix.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 4T20 una **ganancia atribuible al controlador** que alcanzó los **US\$0,5 millones**, comparado con una ganancia de US\$18,2 millones registrada durante el 4T19. Esta menor ganancia se explica principalmente por la provisión por deterioro de Fenix explicada anteriormente.

En términos acumulados, la ganancia atribuible al controlador a Dic20 alcanzó US\$162,9 millones, disminuyendo un 20% respecto a la ganancia acumulada a Dic19, principalmente por la misma razón que explican las variaciones en términos trimestrales y por el menor EBITDA registrado durante el año.

Hechos destacados del año:

■ ■ ■ Respecto a la contingencia de la **pandemia COVID-19**, las centrales de la Compañía continúan 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 la opción de realizar teletrabajo. Esto corresponde a un 98% de los trabajadores de casa matriz.
 - 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 y protocolos sanitarios necesarios.
- ii. Asegurar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico:
 - a. Se adoptaron medidas para asegurar la provisión de insumos necesarios.
 - b. Se aplazaron los mantenimientos que no pongan en riesgo la continuidad operacional e integridad de las unidades.

Respecto al impacto del COVID-19 en la demanda de energía, aún existe incertidumbre sobre cómo y por cuánto tiempo se extenderá esta contingencia. La demanda de energía en Chile ha crecido aproximadamente un 1,6% durante el 4T20 respecto al 4T19 y un 0,4% durante el 2020 respecto al 2019, mientras que Perú ha experimentado una caída de aproximadamente un 0,3% durante el trimestre y un 7,0% durante el 2020.

■ ■ ■ Durante el 2020 Colbún continuó participando en diversos **procesos de licitación de suministro**, privilegiando la recontractación de los clientes libres actuales que vencen dentro del corto plazo. Este año se firmaron nuevos contratos con 52 clientes por 699 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la renovación de los contratos de suministro de energía con Walmart (330 GWh/año por 6 años), Sonda (60 GWh/año por 5 años), Grupo Camanchaca (50 GWh/año por 7 años) y Concha y Toro (46 GWh/año por 7 años).

■ ■ ■ El 6 de marzo Colbún emitió una nueva serie de **bonos en el mercado internacional por US\$500 millones** (Regla 144/Regulación S), con vencimiento a 10 años plazo, obteniendo una tasa cupón de 3,15%, con un yield de 3,33%. 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%.

■ ■ ■ En junio 2020, el Directorio autorizó la **construcción de dos proyectos solares**:

- a. Diego de Almagro Sur I y II (230 MW): ubicados en la Región de Atacama. La construcción se inició durante el 3T20 y se estima el inicio de operaciones hacia el 1T22. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$147 millones.
- b. Machicura (9 MW): ubicado en la Región del Maule. La construcción se inició durante el 3T20 y se estima el inicio de operaciones hacia el 3T21. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$7 millones.

■ ■ ■ En septiembre de 2020, Colbún S.A. adquirió el 100% de **Efizity**, empresa enfocada en soluciones energéticas en el mercado nacional, con el propósito de potenciar su propuesta de valor incorporar soluciones vinculadas a la gestión de energía.

Efizity es una empresa especializada en servicios energéticos, que tiene como objetivo mejorar la competitividad de sus clientes impulsando el buen uso de la energía mediante soluciones innovadoras. En la actualidad, Efizity tiene una cartera diversificada de clientes en los sectores industrial, minero, inmobiliario, retail, educacional, hotelero y de salud, entre otros.

■ ■ ■ Durante el tercer trimestre, Colbún fue seleccionada para listar por quinto año consecutivo en el **DJSI Chile**, y por cuarto año en el **DJSI Alianza Pacífico**. Además, la Compañía encabezó el ranking del **Informe Reporta**, destacando como la compañía que mejor reporta información al mercado.

■ ■ ■ Respecto a los **activos de transmisión** de la Compañía, en septiembre el Directorio acordó llevar adelante un proceso que implica la invitación de actores con experiencia en la industria de transmisión eléctrica, de infraestructura y financiera, con el objeto de explorar su interés y las condiciones en que podría convenirse su eventual participación ya sea (i) como socio estratégico, (ii) adquiriendo una posición mayoritaria, o bien (iii) adquiriendo hasta la totalidad de las acciones de su filial Colbún Transmisión S.A. A la fecha, dicho proceso continúa progresando de acuerdo con los plazos estimados por la Compañía.

Hechos posteriores:

■ ■ ■ El 20 de enero Colbún **alcanzó un acuerdo con Goldman Sachs**, en conformidad del cual la Compañía venderá gradualmente las cuentas por cobrar generadas por el **mecanismo de estabilización de tarifas** (Ley N° 21.185), por un monto total aproximado de US\$95 millones. Adicionalmente, Colbún informó que se encuentra en avanzadas negociaciones con Inter-American Development Investment Corporation, para que dicha institución participe en el financiamiento de la adquisición de una parte de las referidas cuentas por cobrar.

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 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

| Cifras Acumuladas | | Ventas | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|--------------|-----------------------------------|---------------------|--------------|-------------|-------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 12.178 | 12.035 | Total Ventas Físicas (GWh) | 2.758 | 2.667 | (1%) | (3%) |
| 4.349 | 3.151 | Clientes Regulados | 1.025 | 751 | (28%) | (27%) |
| 6.553 | 7.162 | Clientes Libres | 1.733 | 1.883 | 9% | 9% |
| 1.276 | 1.723 | Ventas en el Mercado Spot | 0 | 33 | 35% | - |
| 1.577 | 1.448 | Potencia (MW) | 1.561 | 1.469 | (8%) | (6%) |

| Cifras Acumuladas | | Generación | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|--------------|--------------------------------------------------|---------------------|--------------|------------|-------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 11.927 | 12.103 | Total Generación (GWh) | 2.669 | 2.458 | 1% | (8%) |
| 5.119 | 5.596 | Hidráulica | 1.236 | 1.965 | 9% | 59% |
| 6.508 | 6.375 | Térmica | 1.327 | 450 | (2%) | (66%) |
| 4.507 | 4.108 | Gas | 980 | 62 | (9%) | (94%) |
| 67 | 72 | Diésel | 2 | 6 | 9% | 187% |
| 1.934 | 2.195 | Carbón | 346 | 382 | 13% | 11% |
| 301 | 132 | ERFV | 106 | 43 | (56%) | (60%) |
| 280 | 111 | Eólica* | 98 | 35 | (61%) | (64%) |
| 20 | 21 | Solar | 7 | 7 | 5% | 5% |
| 472 | 270 | Compras en el Mercado Spot (GWh) | 103 | 270 | - | 162% |
| 804 | 1.453 | Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh) | (103) | (237) | 81% | 130% |

(*): Corresponde a la energía comprada a las centrales Punta Palmeras, propiedad de Acciona y San Pedro, propiedad de Alba S.A.
ERFV: Energías renovables de fuentes variables.

Las **ventas físicas** durante el 4T20 alcanzaron **2.667 GWh**, disminuyendo un 3% en comparación con el 4T19, debido a menores ventas físicas a clientes regulados principalmente por el término del contrato de SAESA en Dic19. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor venta a clientes libres asociada a nuevos contratos que entraron en vigencia en dicho segmento.

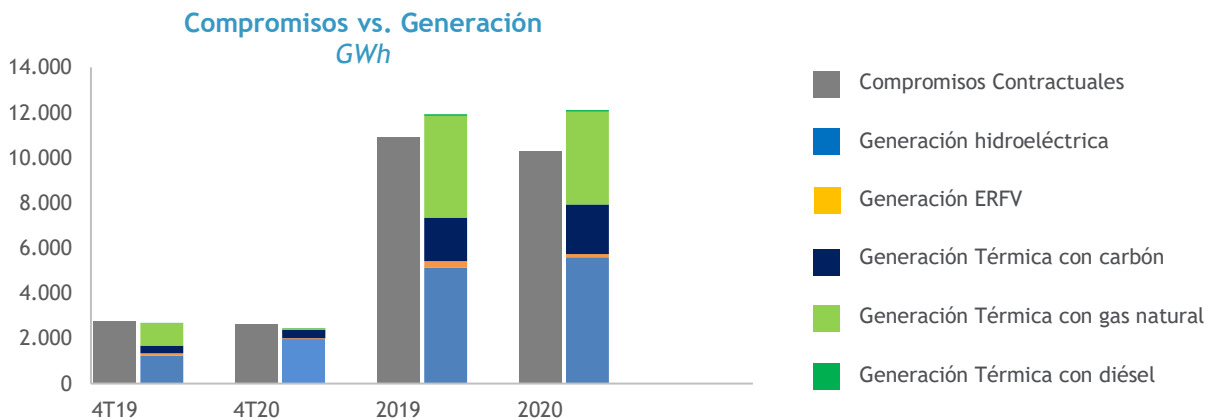
Por su parte, la **generación** del trimestre disminuyó un 8% respecto al 4T19, principalmente por (1) una menor generación con gas (-918 GWh) dada la mayor capacidad de generación hidráulica de la Compañía durante el trimestre, los niveles de precio spot del sistema y la indisponibilidad de gas argentino y (2) una menor generación eólica (-63 GWh) debido principalmente al término del contrato de compra de energía a la central San Pedro en may20. Esta menor generación fue parcialmente compensada por una mayor generación hidráulica (+729 GWh) debido principalmente al adelanto de la temporada de deshielos.

En términos acumulados, las ventas físicas a Dic20 alcanzaron 12.035 GWh, disminuyendo un 1% en comparación a Dic19, debido a las menores ventas a clientes regulados, principalmente debido (i) el término del contrato con SAESA en Dic19 y (ii) a una menor demanda de energía producto del Estado de Emergencia. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas a clientes libres y en el mercado spot.

Por su parte, la generación acumulada a Dic20 alcanzó 12.103 GWh, aumentando un 1% en comparación a Dic19, producto principalmente de una mayor generación hidroeléctrica (+477 GWh) como resultado de mejores condiciones hidrológicas; y de una mayor generación a carbón (+261 GWh) principalmente debido a la indisponibilidad de la central térmica Santa María durante 2019. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor generación a gas (-399GWh) y eólica (-169 GWh) por las mismas razones que explican las variaciones términos trimestrales.

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró compras netas por 270 GWh, mientras que el 4T19 se registraron compras netas por 103 GWh. Esta variación se explica principalmente por la menor generación durante el trimestre.

En términos acumulados, a Dic20 se registraron ventas netas por 1.453 GWh, aumentando un 81% respecto a Dic19, debido principalmente a la mayor generación registrada durante el año.



Mix de generación en Chile: A Dic-20, el año hidrológico (Abr20-Mar21) ha presentado precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN. Las cuencas que presentan déficit son las de Aconcagua: -51%; Maule: -25%; Laja: -16% y Biobío: -16%; mientras que el Chapo presenta precipitaciones similares a un año medio (1% de superávit). En comparación con 2019, la cuenca del Maule ha presentado precipitaciones mayores en un 69% a igual fecha, junto con mayores afluentes. Por otro lado, las cuencas del Laja y del Biobío han presentado precipitaciones levemente más bajas que las del año 2019 (-6% y -8%, respectivamente).

| Generación SEN | Cifras Trimestrales | | Var % T/T |
|-------------------------------|---------------------|---------------|--------------|
| | 4T19 | 4T20 | |
| Total Generación (GWh) | 19.320 | 19.667 | 2% |
| Hidráulica | 5.853 | 7.256 | 24% |
| Térmica | 9.341 | 7.384 | (21%) |
| Gas | 2.546 | 1.341 | (47%) |
| Diésel | 9 | 35 | 289% |
| Carbón | 6.786 | 6.008 | (11%) |
| ERFV | 3.593 | 4.334 | 21% |
| Eólica | 1.514 | 1.724 | 14% |
| Solar | 2.079 | 2.610 | 26% |
| Otros | 533 | 693 | 30% |

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 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

| Cifras Acumuladas | | Ventas | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|------------|-----------------------------------|---------------------|------------|--------------|-------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 3.911 | 3.253 | Total Ventas Físicas (GWh) | 825 | 981 | (17%) | 19% |
| 2.922 | 2.506 | Clientes bajo Contrato | 733 | 701 | (14%) | (4%) |
| 988 | 747 | Ventas en el Mercado Spot | 92 | 280 | (24%) | 204% |
| 557 | 559 | Potencia (MW) | 558 | 558 | 0% | (0%) |

| Cifras Acumuladas | | Generación | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|--------|-------------------------------------------|---------------------|------------|--------------|------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 3.767 | 2.887 | Total Generación (GWh) | 713 | 989 | (23%) | 39% |
| 3.767 | 2.887 | Gas | 713 | 989 | (23%) | 39% |
| 232 | 439 | Compras en el Mercado Spot (GWh) | 131 | 15 | 89% | - |
| 756 | 307 | Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh) | - 39 | 265 | - | - |

Las **ventas físicas** durante el 4T20 alcanzaron 981 GWh, aumentando un 19% respecto al 4T19. Las mayores ventas físicas son explicadas principalmente por las mayores ventas en el mercado spot como resultado de (i) menores ventas físicas a clientes bajo contrato debido a la menor demanda por el Estado de Emergencia ante la pandemia COVID-19, (ii) menores ventas de energía en el mercado regulado debido principalmente al término de un contrato con Distriluz (40 MW) en Dic19 y (iii) la menor generación de la central durante el 4T19 como resultado del mantenimiento correctivo de la turbina a gas TG12.

En términos acumulados, las ventas físicas a Dic20 alcanzaron 3.253 GWh, disminuyendo un 17% en comparación a Dic19, debido principalmente a (1) una disminución en las ventas a clientes bajo contrato producto de las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales y (2) una menor venta en el mercado spot producto de la menor generación durante el periodo como resultado de (i) la solicitud del COES de dejar de operar durante parte del segundo y tercer trimestre 2020 y (ii) la reparación de la turbina de gas TG12 y los mantenimientos realizados durante el primer y tercer trimestre 2020.

Por su parte, la **generación térmica** a gas de Fenix alcanzó 989 GWh, aumentando un 39% respecto al 4T19 producto del mantenimiento correctivo de la turbina TG12 realizado durante el último trimestre del 2019. **En términos acumulados**, a Dic20 la generación térmica alcanzó 2.887 GWh, disminuyendo un 23% en comparación a Dic19, debido principalmente a (i) la solicitud del COES de dejar de operar durante parte del segundo y tercer trimestre del año y (ii) la reparación de la turbina de gas TG12 y de los mantenimientos realizados durante el primer y tercer trimestre 2020.

El **balance en el mercado spot** registró ventas netas por 265 GWh, en comparación con las compras netas por 39 GWh durante el 4T19, debido a (1) la mayor generación registrada en el periodo y (2) a las menores ventas físicas a clientes bajo contrato producto de las razones mencionadas anteriormente.

En términos acumulados, a Dic20 el balance en el mercado spot registró ventas netas por 307 GWh, en comparación con las ventas netas por 756 GWh a Dic19 debido principalmente a la menor generación acumulada durante 2020.

Mix de generación en Perú: La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) disminuyó en un 16,1% respecto al mismo periodo del año 2019 debido a condiciones hidrológicas menos favorables registradas durante el periodo. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 8,5% durante el 4T20 en comparación con el 4T19, principalmente debido a la menor generación hidroeléctrica registrada durante el periodo.

La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del 4T20 fue de -7,0%, principalmente debido al Estado de Emergencia decretado raíz de la pandemia COVID-19.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20.

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|----------------|-------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------|--------------|--------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 1.487,4 | 1.348,9 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 352,1 | 335,7 | (9%) | (5%) |
| 580,7 | 438,4 | Venta a Clientes Regulados | 133,8 | 110,3 | (25%) | (18%) |
| 687,3 | 697,9 | Venta a Clientes Libres | 186,5 | 188,3 | 2% | 1% |
| 121,6 | 131,6 | Ventas de Energía y Potencia | 7,6 | 24,3 | 8% | 220% |
| 61,2 | 55,3 | Peajes | 12,9 | 6,1 | (10%) | (53%) |
| 36,6 | 25,6 | Otros Ingresos | 11,2 | 6,6 | (30%) | (41%) |
| (692,0) | (575,8) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (142,6) | (129,2) | (17%) | (9%) |
| (120,1) | (112,8) | Peajes | (20,9) | (38,1) | (6%) | 82% |
| (64,8) | (54,1) | Compras de Energía y Potencia | (18,8) | (22,7) | (17%) | 21% |
| (337,3) | (245,4) | Consumo de Gas | (64,1) | (31,7) | (27%) | (51%) |
| (12,7) | (9,5) | Consumo de Petróleo | (1,0) | (1,9) | (25%) | 91% |
| (73,6) | (70,4) | Consumo de Carbón | (14,4) | (10,8) | (4%) | (25%) |
| (83,4) | (83,7) | Otros | (23,5) | (24,0) | 0% | 2% |
| 795,4 | 773,1 | MARGEN BRUTO | 209,4 | 206,6 | (3%) | (1%) |
| (74,4) | (65,4) | Gastos por Beneficios a Empleados | (19,4) | (17,7) | (12%) | (8%) |
| (24,0) | (25,2) | Otros Gastos, por Naturaleza | (7,1) | (8,9) | 5% | 25% |
| (250,5) | (246,6) | Gastos por Depreciación y Amortización | (60,7) | (63,0) | (2%) | 4% |
| 446,6 | 435,9 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 122,3 | 117,0 | (2%) | (4%) |
| 697,1 | 682,5 | EBITDA | 182,9 | 179,9 | (2%) | (2%) |
| 22,1 | 11,2 | Ingresos Financieros | 5,9 | 1,5 | (49%) | (75%) |
| (91,1) | (90,5) | Gastos Financieros | (22,5) | (22,3) | (1%) | (1%) |
| (7,2) | 5,7 | Diferencias de Cambio | (1,5) | 3,5 | - | - |
| 9,1 | 9,9 | Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación | 2,0 | 3,3 | 9% | 63% |
| (109,3) | (240,2) | Otras Ganancias (Pérdidas) | (84,1) | (193,3) | 120% | 130% |
| (176,4) | (303,7) | RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN | (100,3) | (207,4) | 72% | 107% |
| 270,2 | 132,2 | GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS | 22,0 | (90,4) | (51%) | - |
| (68,2) | (42,8) | Gasto por Impuesto a las Ganancias | (2,5) | 27,5 | (37%) | - |
| 202,0 | 89,5 | GANANCIA (PÉRDIDA) | 19,5 | (62,9) | (56%) | - |
| 203,0 | 162,9 | GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA | 18,2 | 0,5 | (20%) | (97%) |
| (1,1) | (73,4) | GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS | 1,2 | (63,3) | - | - |

(*): 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.

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

| Tipos de Cambio | dic-19 | dic-20 |
|--------------------|-----------|-----------|
| Chile (CLP / US\$) | 748,74 | 710,95 |
| Chile UF (CLP/UF) | 28.309,94 | 29.070,33 |
| Perú (PEN / US\$) | 3,32 | 3,62 |

3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|----------------|-------------------------------------------------|---------------------|----------------|--------------|--------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 1.265,3 | 1.134,0 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 292,7 | 285,4 | (10%) | (3%) |
| 469,2 | 329,8 | Venta a Clientes Regulados | 104,9 | 82,9 | (30%) | (21%) |
| 680,4 | 675,5 | Venta a Clientes Libres | 186,8 | 182,3 | (1%) | (2%) |
| 101,7 | 108,8 | Ventas de Energía y Potencia | 4,6 | 15,1 | 7% | 232% |
| 14,1 | 19,9 | Otros Ingresos | (3,5) | 5,0 | 41% | (241%) |
| (622,2) | (501,8) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (122,8) | (109,4) | (19%) | (11%) |
| (150,8) | (130,4) | Peajes | (28,0) | (45,1) | (13%) | 61% |
| (63,9) | (52,2) | Compras de Energía y Potencia | (18,4) | (22,7) | (18%) | 23% |
| (258,5) | (179,5) | Consumo de Gas | (43,4) | (12,2) | (31%) | (72%) |
| (12,7) | (8,6) | Consumo de Petróleo | (1,0) | (0,9) | (32%) | (3%) |
| (73,6) | (70,4) | Consumo de Carbón | (14,4) | (10,8) | (4%) | (25%) |
| (62,8) | (60,8) | Otros | (17,7) | (17,7) | (3%) | 0% |
| 643,1 | 632,2 | MARGEN BRUTO | 169,9 | 176,0 | (2%) | 4% |
| (68,2) | (59,3) | Gastos por Beneficios a Empleados | (17,5) | (16,2) | (13%) | (7%) |
| (20,1) | (22,4) | Otros Gastos, por Naturaleza | (5,7) | (7,7) | 12% | 36% |
| (193,5) | (189,0) | Gastos por Depreciación y Amortización | (48,5) | (48,5) | (2%) | (0%) |
| 361,4 | 361,5 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 98,3 | 103,5 | 0% | 5% |
| 554,9 | 550,5 | EBITDA | 146,8 | 152,0 | (1%) | 4% |

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 4T20 ascendieron a **US\$285,4 millones**, disminuyendo un 3% respecto de los ingresos percibidos el 4T19, principalmente debido a menores ventas físicas a clientes regulados producto del término del contrato con SAESA en Dic19. Dicho efecto fue parcialmente compensado por mayores ventas en el mercado spot.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Dic20 ascendieron a US\$1.134,0 millones, disminuyendo un 10% respecto a los ingresos registrados a Dic19 principalmente debido a (1) menores ventas físicas a clientes regulados, producto del término del contrato con SAESA en Dic19 y (2) a una disminución en el precio promedio de los contratos principalmente por la aplicación del Cargo Equivalente de Transmisión (CET). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas físicas a clientes libres y en el mercado spot.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados** del 4T20 totalizaron **US\$109,4 millones**, disminuyendo un 11% respecto al 4T19, principalmente producto de (1) el menor consumo de gas asociado a la menor generación con dicho combustible y (2) menor consumo de carbón, pese a la mayor generación registrada en el periodo, producto de un menor precio de compra promedio de carbón durante el periodo. Dichos efectos, fueron parcialmente compensados por mayores peajes por concepto de reliquidaciones y mayores compras en el mercado spot.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic20 ascendieron a US\$501,8 millones, disminuyendo un 19% respecto a los US\$622,2 millones registrados a Dic19, principalmente debido a (1) un menor consumo de gas, a pesar de la mayor generación con dicho combustible, producto de un menor precio promedio de compra de dicho combustible, (2) los menores costos por concepto de peaje producto de la adopción del CET mencionada anteriormente y (3) menores compras de energía en el mercado spot.

■ ■ ■ El **EBITDA** del 4T20 alcanzó **US\$152,0 millones**, aumentando un 4% respecto al EBITDA de US\$146,8 millones al 4T19, debido principalmente a los menores costos de materias primas y consumibles utilizados. Este efecto fue parcialmente compensado por los menores ingresos de actividades ordinarias percibidos durante el trimestre.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic20 ascendió a US\$550,5 millones, en línea respecto al EBITDA registrado a Dic19.

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 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|--------|-------------------------------------------------|---------------------|-------|-------|-------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 83,4 | 80,2 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 20,2 | 14,8 | (4%) | (27%) |
| 83,4 | 80,2 | Peajes | 20,2 | 14,8 | (4%) | (27%) |
| (10,2) | (12,3) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (2,7) | (2,7) | 20% | 2% |
| (2,1) | (1,8) | Peajes | (0,2) | (0,4) | (12%) | 60% |
| (8,1) | (10,4) | Otros | (2,5) | (2,4) | 29% | (3%) |
| 73,2 | 67,9 | MARGEN BRUTO | 17,5 | 12,0 | (7%) | (31%) |
| (1,0) | (1,0) | Otros Gastos, por Naturaleza | (0,4) | (0,4) | 5% | (5%) |
| (11,1) | (11,0) | Gastos por Depreciación y Amortización | (0,3) | (2,8) | (0%) | 858% |
| 61,2 | 55,9 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 16,8 | 8,9 | (9%) | (47%) |
| 72,2 | 66,9 | EBITDA | 17,1 | 11,6 | (7%) | (32%) |

(*): 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, los principales componentes de los costos de Colbun Transmisión son los costos de operación y mantenimiento y los IT. De este modo, el margen que recibe la Compañía corresponde al AVI. Adicionalmente, en caso de ser percibidas, se incorporan reliquidaciones en ingresos y costos.

■ ■ ■ Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T20 ascendieron a US\$14,8 millones**, disminuyendo un 27% respecto a los ingresos registrados al 4T19, principalmente debido a una disminución en los ingresos de los segmentos nacional y zonal, debido a (1) provisiones registradas para reflejar el cambio en la tasa de descuento que comenzó a regir a partir de Ene20, la cual pasa de 10% antes de impuestos a 7% después de impuestos y (2) a la reclasificación de algunos activos zonales anunciados por el regulador.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Dic20 ascendieron a US\$80,2 millones, de los cuales un 37% corresponden a ingresos de activos nacionales, 4% a zonales y 59% corresponde al segmento dedicado. Los menores ingresos respecto a Dic19 se explican principalmente por el cambio en la tasa de descuento que comenzó a regir a partir de Ene20, la cual pasa de 10% antes de impuestos a 7% después de impuestos y a la reclasificación de algunos activos zonales anunciados por el regulador.

■ ■ ■ El EBITDA del 4T20 alcanzó **US\$11,6 millones**, menor al EBITDA de US\$17,1 millones registrado el 4T19, principalmente debido a los menores ingresos de actividades ordinarias explicados anteriormente.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic20 alcanzó US\$66,9 millones, disminuyendo un 7% respecto al EBITDA registrado a Dic19, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | |
|-------------------|---------------|-------------------------------------------------|---------------------|---------------|--------------|--------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 174,8 | 159,4 | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS | 47,3 | 44,1 | (9%) | (7%) |
| 111,5 | 108,5 | Ventas a Clientes Regulados | 28,9 | 27,4 | (3%) | (5%) |
| 32,4 | 22,4 | Venta a Clientes Libres | 8,2 | 6,0 | (31%) | (27%) |
| 19,9 | 22,9 | Ventas Otras Generadoras | 3,0 | 9,1 | 15% | 203% |
| 11,0 | 5,6 | Otros Ingresos | 7,2 | 1,5 | (49%) | (79%) |
| (95,7) | (86,5) | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (25,4) | (25,5) | (10%) | 1% |
| (3,5) | (5,3) | Peajes | (0,9) | (1,2) | 55% | 26% |
| (1,0) | (1,9) | Compras de Energía y Potencia | (0,3) | (0,0) | 90% | - |
| (78,8) | (65,9) | Consumo de Gas | (20,8) | (19,6) | (16%) | (6%) |
| - | (0,9) | Consumo de Diésel | - | (0,9) | - | - |
| (12,5) | (12,5) | Otros | (3,4) | (3,9) | (0%) | 16% |
| 79,1 | 72,9 | MARGEN BRUTO | 21,9 | 18,5 | (8%) | (16%) |
| (6,2) | (6,1) | Gastos por Beneficios a Empleados | (1,9) | (1,5) | (2%) | (20%) |
| (2,9) | (1,8) | Otros Gastos, por Naturaleza | (1,0) | (0,7) | (40%) | (29%) |
| (45,9) | (46,6) | Gastos por Depreciación y Amortización | (11,9) | (11,7) | 1% | (2%) |
| 24,0 | 18,5 | RESULTADO DE OPERACIÓN (*) | 7,1 | 4,6 | - | (35%) |
| 69,9 | 65,1 | EBITDA | 19,0 | 16,3 | (7%) | (14%) |

(*): 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 4T20 ascendieron a US\$44,1 millones**, disminuyendo un 7% respecto a los ingresos percibidos en 4T19, principalmente por: (1) un ingreso no recurrente de US\$6,2 millones durante el 4T19, derivado del laudo arbitral que exigió a Calidda el pago de una indemnización por los ingresos que Fenix dejó de percibir por el incumplimiento del acuerdo Marco entre ambas compañías; (2) menores ventas clientes libres producto del Estado de Emergencia decretado por el Gobierno Peruano ante la pandemia del COVID-19 y (3) menores ventas a clientes regulados principalmente debido al término de un contrato con Distriluz (40 MW). Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en los ingresos por venta en el mercado spot.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Dic20 ascendieron a US\$159,4 millones, disminuyendo un 9% respecto a Dic19, principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ ■ ■ Los **costos de materias primas y consumibles utilizados del 4T20 alcanzaron US\$25,5 millones**, en línea respecto a igual trimestre del año anterior.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados a Dic20 ascendieron a US\$86,5 millones, disminuyendo un 10% respecto a Dic19, principalmente por un menor consumo de gas producto de la menor generación dada la menor disponibilidad de la central durante el periodo producto de los mantenimientos y la solicitud del COES de dejar de operar durante parte del segundo y tercer trimestre del año debido a la disminución de la demanda registrada en Perú luego del decreto de Estado de Emergencia.

■ ■ ■ El **EBITDA de Fenix totalizó US\$16,3 millones** al 4T20, disminuyendo un 14% respecto al EBITDA de US\$19,0 millones registrado en el 4T19, debido principalmente a los menores ingresos percibidos en el periodo.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic20 ascendió a US\$65,1 millones, un 7% menor al EBITDA de US\$69,9 millones registrado a Dic19, principalmente debido a los menores ingresos registrados durante el año, parcialmente compensados por los menores costos de materias primas y consumibles utilizados.

3.4. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 4T19 y 4T20 y acumulado a Dic19 y Dic20. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|----------------|-------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------|--------------|-------------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 22,1 | 11,2 | Ingresos Financieros | 5,9 | 1,5 | (49%) | (75%) |
| (91,1) | (90,5) | Gastos Financieros | (22,5) | (22,3) | (1%) | (1%) |
| (7,2) | 5,7 | Diferencias de Cambio | (1,5) | 3,5 | - | - |
| 9,1 | 9,9 | Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación | 2,0 | 3,3 | 9% | 63% |
| (109,3) | (240,2) | Otras Ganancias (Pérdidas) | (84,1) | (193,3) | 120% | 130% |
| (176,4) | (303,7) | RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN | (100,3) | (207,4) | 72% | 107% |
| 270,2 | 132,2 | GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS | 22,0 | (90,4) | (51%) | - |
| (68,2) | (42,8) | Gasto por Impuesto a las Ganancias | (2,5) | 27,5 | (37%) | - |
| 202,0 | 89,5 | GANANCIA (PÉRDIDA) | 19,5 | (62,9) | (56%) | - |
| 203,0 | 162,9 | GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA | 18,2 | 0,5 | (20%) | - |
| (1,1) | (73,4) | GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS | 1,2 | (63,3) | - | - |

El **Resultado no operacional** el 4T20 presentó una pérdida de **US\$207,4 millones**, mayor que la pérdida de US\$100,3 millones en 4T19. La mayor pérdida se explica principalmente por (1) el registro contable de una provisión por deterioro en la filial Fenix en Perú por un monto neto de impuestos diferidos de US\$126,6 millones, para reflejar el menor importe recuperable respecto al valor contable de los activos producto de los menores costos marginales y precios de energía observados en los últimos años como consecuencia de tasas de crecimiento inferiores a las esperadas producto de un menor dinamismo de la actividad económica, demoras en la tramitación de temas regulatorios y eventos exógenos (políticos, desastres naturales). Esta condición se profundizó durante el año 2020 como consecuencia del impacto de la pandemia por el virus COVID-19, registrándose un decrecimiento de 7% de la demanda eléctrica respecto al cierre de 2019. Ello ha contribuido a profundizar una situación de sobreoferta en el mercado de generación eléctrica y es probable que el restablecimiento del equilibrio entre oferta y demanda tome algo más de tiempo al considerado anteriormente. Cabe mencionar que, tomando en consideración la participación que Colbún S.A ostenta en Fenix (51%), el impacto de dicha provisión en la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora asciende a US\$64,6 millones y (2) menores ingresos financieros percibidos debido a las menores tasas de inversión de los excedentes de caja a nivel local e internacional.

En términos acumulados, el Resultado no operacional a Dic20 presentó una pérdida de US\$303,7 millones, un 72% mayor a la pérdida registrada a Dic19, debido a las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

El 4T20 se registró una **ganancia por impuestos** que ascendió a **US\$27,5 millones**, en comparación con el gasto por impuestos de US\$2,5 millones observado en 4T19. La ganancia por impuestos del 4T20 se debe principalmente al efecto en resultados generado por el registro contable de la provisión por deterioro en la filial Fenix, generando una disminución en el pasivo por impuesto diferido.

En términos acumulados, el gasto por impuestos a Dic20 alcanzó US\$42,8 millones, disminuyendo un 37% respecto a Dic19, principalmente debido al efecto en resultados generado por el registro contable de la provisión por deterioro en la filial Fenix.

La Compañía presentó en el 4T20 una **ganancia atribuible al controlador** que alcanzó los **US\$0,5 millones**, comparado con una ganancia de US\$18,2 millones registrada durante el 4T19. Esta menor ganancia se explica principalmente por la provisión por deterioro de Fenix explicada anteriormente.

En términos acumulados, la ganancia a Dic20 alcanzó US\$162,9 millones, disminuyendo un 20% respecto a la ganancia acumulada a Dic19, principalmente por la misma razón que explican las variaciones en términos trimestrales y por el menor EBITDA registrado durante el año.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance a Dic19 y Dic20. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

| | dic-19 | dic-20 | Var | Var % |
|----------------------------------------|----------------|----------------|---------------|-------------|
| Activos corrientes | 1.139,4 | 1.259,2 | 119,8 | 11% |
| Activos no corrientes | 5.565,9 | 5.374,7 | (191,2) | (3%) |
| TOTAL ACTIVOS | 6.705,3 | 6.633,9 | (71,4) | (1%) |
| Pasivos corrientes | 338,3 | 306,5 | (31,8) | (9%) |
| Pasivos no corrientes | 2.631,4 | 2.742,0 | 110,6 | 4% |
| Patrimonio neto | 3.735,6 | 3.585,4 | (150,3) | (4%) |
| TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | 6.705,3 | 6.633,9 | (71,5) | (1%) |

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.259,2 millones a Dic20, aumentando un 11% respecto a los activos corrientes registrados al cierre de Dic19, debido a las mayores inversiones financieras registradas principalmente por el flujo derivado de la operación del año y por el flujo recibido tras la emisión del Bono Internacional realizada en marzo 2020, que significó un incremento neto de caja de US\$116 millones.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.374,7 millones a Dic20, disminuyendo un 3% respecto a los activos no corrientes registrados al cierre de Dic19, principalmente debido a una disminución en el activo fijo neto asociado a la provisión por deterioro realizada en la filial Fenix.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$306,5 millones a Dic20, disminuyendo un 9% respecto a los pasivos corrientes registrados al cierre de Dic19, principalmente debido a (1) menores cuentas por pagar producto de una disminución en los plazos de pago a proveedores y (2) menores impuestos a la renta por pagar. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores obligaciones financieras de corto plazo.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.742,0 millones al cierre de Dic20, aumentando un 4% respecto al saldo registrado a Dic19, principalmente debido a la emisión del bono internacional durante marzo 2020, explicada anteriormente 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\$3.585,4 millones, disminuyendo un 1% respecto al Patrimonio Neto registrado a Dic19, principalmente debido al reparto de dividendos por un total de US\$242 millones (US\$161 millones de los cuales fueron distribuido en May20, y US\$81 millones fueron distribuidos en Dic20, como dividendo provisorio con cargo a las utilidades del año). Este efecto fue parcialmente compensado por las utilidades generadas durante el año, las cuales fueron menores a las del año anterior, principalmente debido a la provisión por deterioro registrada en la filial Fenix durante el período.

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

| | dic-19 | dic-20 | Var | Var % |
|---------------------------|---------|---------|--------|-------|
| Deuda Financiera Bruta* | 1.678,7 | 1.796,3 | 117,6 | 7% |
| Inversiones Financieras** | 797,3 | 967,4 | 170,1 | 21% |
| Deuda Neta | 881,3 | 828,9 | (52,5) | (6%) |
| EBITDA LTM | 697,1 | 682,5 | (14,6) | (2%) |
| Deuda Neta/EBITDA LTM | 1,3 | 1,2 | (0,0) | (4%) |

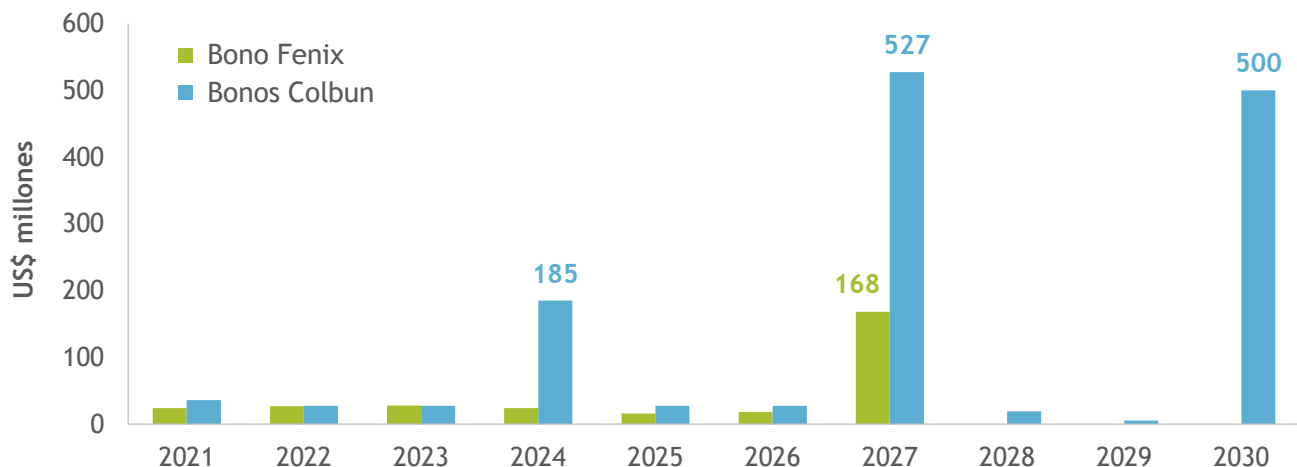
(*) El monto incluye deuda asociada a Fenix sin garantía de Colbún: (1) un bono internacional con saldo insoluto por US\$305,0 millones, (2) un leasing financiero por US\$13,6 millones asociado a un contrato de transmisión con Consorcio Transmataro, y (3) un leasing financiero por US\$115,7 millones 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 | 6,6 años |
| Tasa promedio | 4,0% (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 Dic20. 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 | dic-20 | Var % |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|-------|
| Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación | 3,37 | 4,11 | 22% |
| Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación | 3,22 | 4,00 | 24% |
| Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto | 0,79 | 0,85 | 7% |
| Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes) | 11,39% | 10,06% | (12%) |
| Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes) | 88,61% | 89,94% | 2% |
| Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros | 3,97 | 2,46 | (38%) |
| Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio | 5,26% | 2,44% | (53%) |
| Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio | 2,98% | 2,44% | (18%) |
| Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio) | 8,25% | 8,48% | 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 **4,11x** y **3,37x** a Dic20, aumentando un 22% y un 24% respectivamente con respecto a Dic19, principalmente producto del aumento en los activos corrientes debido al mayor saldo de cuentas efectivo y efectivo equivalente registrado durante el periodo; y de la disminución en los pasivos corrientes principalmente debido a la disminución de las cuentas e impuestos por pagar.

■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó **0,85x** a Dic20, aumentando un 7% 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 y al menor patrimonio registrado, principalmente debido a los dividendos distribuidos durante el año, parcialmente compensado por las utilidades generadas durante el período.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Dic20 fue de **10,06%**, disminuyendo respecto al valor de 11,39% a Dic19, principalmente por un aumento en otros pasivos no corrientes producto de la emisión mencionada anteriormente y por la disminución en los pasivos corrientes principalmente debido a la disminución de las cuentas e impuestos por pagar.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Dic20 fue de **89,94%**, aumentando respecto al valor de 88,61% a Dic19, principalmente por las mismas razones que explican la disminución en el porcentaje de Deuda de Corto Plazo.

■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Dic20 fue de **2,46x**, disminuyendo un 38% con respecto al valor obtenido a Dic19, principalmente debido a las menores ganancias registradas durante el año 2020, en comparación con las del año 2019, debido a la provisión por deterioro registrada en la filial Fenix, anteriormente explicada.

■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Dic20 fue de **2,44%**, disminuyendo un 53% respecto del valor de 5,26% registrado a Dic19. La variación se explica principalmente por las menores ganancias registradas durante el año 2020, en comparación con las del año 2019, debido a la provisión por deterioro registrada en la filial Fenix, anteriormente explicada.

■ ■ La **Rentabilidad del Activo** a Dic20 fue de **2,44%**, registrando una disminución de 18% con respecto del valor de 2,98% a Dic19, principalmente producto de las menores ganancias registradas durante el año 2020, en comparación con las del año 2019, debido a la provisión por deterioro registrada en la filial Fenix, anteriormente explicada.

■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** a Dic20 fue de **8,48%**, en línea con el valor registrado a Dic19.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



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

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

| Cifras Acumuladas | | | Cifras Trimestrales | | Var % | Var % |
|-------------------|---------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------|-------|--------|
| dic-19 | dic-20 | | 4T19 | 4T20 | Ac/Ac | T/T |
| 788,1 | 797,3 | Efectivo Equivalente Inicial* | 780,2 | 966,0 | 1% | 24% |
| 565,0 | 525,4 | Flujo Efectivo de la Operación | 147,0 | 148,9 | (7%) | 1% |
| (485,0) | (246,5) | Flujo Efectivo de Financiamiento | (128,4) | (119,2) | (49%) | (7%) |
| (64,0) | (117,9) | Flujo Efectivo de Inversión** | (0,5) | (38,7) | 84% | - |
| 16,0 | 161,0 | Flujo Neto del Periodo | 18,0 | (9,0) | - | (150%) |
| (6,8) | 8,9 | Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente | (0,9) | 10,4 | - | - |
| 797,3 | 967,4 | Efectivo Equivalente Final | 797,3 | 967,4 | 21% | 21% |

(*) 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 4T20, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$9,0 millones**, que se compara con el flujo de efectivo neto positivo de US\$18,0 millones del 4T19.

■ ■ ■ **Actividades de la operación:** Durante el 4T20 se generó un flujo neto positivo de US\$148,9 millones, en línea con el flujo neto positivo de US\$147,0 millones al 4T19.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$525,4 millones a Dic20, un 7% menor respecto al flujo neto positivo de US\$565,0 millones a Dic19, explicado principalmente por menores ingresos operacionales a Dic20 asociados a (i) menores ventas registradas durante el periodo y (ii) menor recaudación por el mecanismo de estabilización de tarifas (Ley 21.185); parcialmente compensados por menores costos asociados al consumo de gas.

■ ■ ■ **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$119,2 millones durante el 4T20, que se compara con el flujo neto negativo de US\$128,4 millones al 4T19, explicado principalmente por el menor pago de dividendos registrado durante el periodo. Durante el 4T19 se repartieron US\$92 millones como dividendo provisorio, mientras que dicho reparto durante el 4T20 ascendió a US\$81 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$246,5 millones a Dic20, que se compara con un flujo neto negativo de US\$485,0 millones a Dic19, explicado principalmente por (1) 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 y (2) el menor pago de dividendos durante el período.

■ ■ ■ **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$38,7 millones durante el 4T20, que se comparan con un flujo neto negativo de US\$0,5 millones al 4T19, principalmente explicado por (1) ingresos percibidos producto de la venta de la central térmica Antilhue en 4T19 y (2) mayores desembolsos asociados a capex de inversión de los proyectos en desarrollo durante el 4T20.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$117,9 millones a Dic20, que se compara con un flujo neto negativo de US\$64,0 millones a Dic19, explicado principalmente por (1) mayores desembolsos asociados a capex de inversión de los proyectos en desarrollo durante el año y (2) ingresos percibidos producto de la venta de la CT Antilhue en 4T19.

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 14% del mercado. También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 6% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación (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 899 Km de líneas de transmisión divididas en 335 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 70 km pertenecientes al segmento Zonal y 494 km pertenecientes al segmento Dedicado. Además, posee un total de 27 subestaciones.

7.1 Perspectiva de mediano plazo en Chile

A Dic-20, el año hidrológico (Abr20-Mar21) ha presentado precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN. Las cuencas que presentan déficit son las de Aconcagua: -51%; Maule: -25%; Laja: -16% y Biobío: -16%; mientras que el Chapo presenta precipitaciones similares a un año medio (1% de superávit). En comparación con 2019, la cuenca del Maule ha presentado precipitaciones mayores en un 69% a igual fecha, junto con mayores afluentes. Por otro lado, las cuencas del Laja y del Biobío han presentado precipitaciones levemente más bajas que las del año 2019 (-6% y -8%, respectivamente). Según el quinto pronóstico de deshielo publicado por el Coordinador, existe una probabilidad de excedencia promedio para el sistema inferior a la registrada en igual pronóstico del año 2019 (es decir, se esperan mayores deshielos que los pronosticados en el mismo informe del año anterior) aunque bastante menos auspiciosa que los pronósticos anteriores.

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 GNL.

Durante el 2020 Colbún continuó participando en diversos procesos de licitación de suministro, privilegiando la recontractación de los clientes libres actuales que vencen dentro del corto plazo. Este año se firmaron nuevos contratos con 52 clientes por 699 GWh/año. Entre los principales contratos firmados, destaca la renovación de los contratos de suministro de energía con Walmart (330 GWh/año por 6 años), Sonda (60 GWh/año por 5 años), Grupo Camanchaca (50 GWh/año por 7 años) y Concha y Toro (46 GWh/año por 7 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 cuarto trimestre de 2020, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 70%, siendo 30% el valor registrado en igual trimestre de 2019.

En 4T20 la demanda eléctrica cayó un 0,3% en relación con el período del año 2019, una contracción que refleja el impacto de las medidas de restricción operativa que ha aplicado el gobierno peruano desde el 16 de marzo ante el COVID-19. Por otro lado, en comparación con el trimestre anterior, durante el 4T20 se registró un crecimiento la demanda eléctrica de un 6,2% debido a la reactivación de las actividades económicas.

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. Los resultados de Fenix a futuro dependen principalmente de la evolución de las variables antes mencionadas, las que a la fecha han exhibido un comportamiento por debajo de los valores presupuestados, proyectándose además una recuperación más lenta respecto a la situación considerada a comienzos del presente año.

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, 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. Considera con una potencia mínima de 607 MW, una potencia máxima de 980 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 2.000 GWh (considerando potencia mínima). Considera la conexión al SEN en la futura S/E Parinas ubicada a 22 km.

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.

El 15 de septiembre de 2020 el SEA reanudó el proceso de Evaluación Ambiental del proyecto, proceso que se encontraba suspendido desde el 20 de marzo a raíz de COVID-19. El proceso de Participación Ciudadana Telemática con el SEA de Antofagasta se realizó la primera semana de octubre y se hizo ingreso de la Adenda del EIA el día 23 de diciembre de 2020. Por otro lado, durante el cuarto trimestre se recibieron ofertas de los procesos de licitación del campamento y acceso Ruta 5 para el parque y se encuentran en licitación contratos del BoP (Balance of Plant) civil y eléctrico.

■ ■ ■ Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (230 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 230 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 648 GWh. 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.

En junio 2020 se obtuvo la aprobación de la decisión final de inversión por parte del Directorio, dando inicio a la fase de construcción del proyecto. La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$147 millones.

Durante el cuarto trimestre de 2020 se asignaron los contratos para el suministro de los equipos principales como inversores, seguidores y paneles. En terreno se inició la construcción del proyecto, con el movimiento de tierra para la preparación del terreno y las vías internas del parque. Además, está en ejecución el contrato EPC para la construcción de la subestación elevadora y la línea de alta de tensión hasta la Subestación de conexión al Sistema Eléctrico Nacional. La puesta en marcha se estima para el primer trimestre del 2022.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Machicura (9 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. La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de la línea de transmisión eléctrica existente para los servicios auxiliares de la Central Machicura hasta la S/E Colbún.

El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 9 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 21 GWh, por lo cual se enmarca en la clasificación de un PMGD.

Producto de las restricciones por la pandemia Covid-19, la otorgación de los permisos sectoriales tomó un mayor tiempo del presupuestado, durante diciembre 2020 se logró iniciar los trabajos en terreno del rescate de la fauna, la protección del sitio arqueológico y el despeje del terreno. Además, todos los suministros principales fueron adquiridos y parcialmente recibidos en terreno.

La inversión aprobada para este proyecto alcanza los US\$7 millones y su puesta en marcha se estima para el tercer trimestre de 2021.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Inti Pacha (486 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 486 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.363 GWh.

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

Durante el cuarto trimestre de 2020 se obtuvo la resolución de calificación ambiental (RCA). Actualmente se está trabajando en la obtención de los permisos sectoriales, tales como el acceso a la vía pública, informe cambio uso de suelo y permiso de edificación. En paralelo se preparan los documentos de licitación para el suministro de los equipos principales y la construcción de las subestaciones de evacuación de la energía y líneas de alta tensión hasta la conexión a la Sistema Eléctrico Nacional.

■ ■ ■ **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 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.

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.

Durante el cuarto trimestre se continuó con el proceso de tramitación ambiental, cuyos plazos han sido afectados por disposiciones de la autoridad ante la pandemia Covid-19, principalmente debido a la cuarentena de la comuna de Pozo Almonte, que imposibilitó la realización de campañas de terreno necesarias para poder contestar adecuadamente las consultas emanadas con el informe consolidado N° 1 (ICSARA N° 1).

■ ■ ■ **Proyecto Eólico Los Junquillos (265 MW):** El proyecto Los Junquillos es un parque eólico ubicado a 15 km al noroeste de la ciudad de Mulchén, en la comuna de Mulchén de la Región del Biobío. Cuenta con una potencia de 265 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 760 GWh.

La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado a través de una línea de transmisión eléctrica de 11 km hasta la S/E Mulchén.

El cuarto trimestre se concluyó la línea de base ambiental, se inició la campaña geotécnica básica y se continuó midiendo el recurso eólico.

■ ■ ■ **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 4T20, 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 ciudad de Los Lagos, Región de Los Ríos, ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse de 12 kilómetros de largo. Considerando las adecuaciones requeridas en el proyecto, éste tendrá una capacidad instalada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales. Posee un avance de construcción de 15%.

La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá constante, lo que significa que el caudal afluente desde el lago Riñihue es igual al caudal evacuado aguas debajo de la Central, el que no se verá alterado.

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 S/E 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. A fines de abril 2019 la autoridad ambiental emitió el primer ICSARA Ambiental y Ciudadano, cuyo plazo de respuesta inicial era el 30 de septiembre 2020, sin embargo, producto de la contingencia Covid-19, la Autoridad extendió el plazo en 30 días hábiles. El SEA decretó una segunda participación ciudadana presencial, la cual no se ha podido desarrollar por la situación de pandemia, lo que normativamente mantiene suspendido el proceso ambiental. Si la condición de fase 1, en que se encuentra la comuna de Los Lagos cambia en marzo de 2021 y la comuna de Panguipilli se encuentra en fase 2 o superior, se dará continuidad la etapa de la Adenda N°2.

Proyectos de Transmisión en desarrollo

■ ■ ■ **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 a diciembre 2020 presenta un avance del 96%.

■ ■ ■ **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\$11,8 millones con fecha de término original en diciembre de 2020, pero ha sido postergada para abril de 2021 a petición de Tinguiririca Energía para evitar interferencias en la época de generación máxima. A diciembre de 2020 presenta un avance del 99%.

■ ■ ■ **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, presentando a diciembre de 2020 un avance del 18%.

■ ■ ■ **Ampliación de S/E Candelaria:** Obra de Ampliación de instalaciones existentes consistente en ampliación de barras para 2 diagonales y terreno nivelado para otras 2 futuras diagonales. El CEN lo adjudicó a la empresa INPROLEC por un valor de US\$2,1 millones. El contrato entre INPROLEC y Colbun Transmisión se firmó a fines de septiembre de 2020 con un plazo de ejecución de 36 meses a partir de la fecha de publicación del decreto de adjudicación, presentando a diciembre de 2020 un avance del 13%.

Nuevas adjudicaciones de proyectos de Transmisión (Nov20)

■ ■ ■ **Nueva S/E Codegua:** Seccionamiento de las líneas 2x110 kV Alto Jahuel Sauzal y 1x66 kV Rancagua - San Francisco de Mostazal. El valor de inversión referencial es de US\$11,6 millones, con un plazo de ejecución de 36 meses.

■ ■ ■ **Nueva S/E Loica:** Seccionamiento de las líneas 2x220 kV Rapel - Lo Aguirre y 1x220 kV Rapel - Alto Melipilla. El valor de inversión referencial es de US\$37,6 millones, con un plazo de ejecución de 36 meses.

■ ■ ■ **Ampliación S/E Portezuelo:** Proyecto incluido en licitación por la subestación Loica y la línea Loica-Portezuelo, adjudicando los derechos EPC a Colbun Transmisión. El proyecto consiste en la expansión de la S/E Portezuelo, la construcción de 4 nuevos patios diagonales 1 banco auto transferencia y la ampliación de barra 66kV. El valor de inversión referencial es de US\$7,5 millones.

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 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 Nehuencho.

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 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 periódicas (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.

El 26 de noviembre, como consecuencia de un derrumbe, se constató la obstrucción del flujo de agua transportado a través del túnel Pataguilla, parte del canal Las Mercedes. Dicho derrumbe provocó falta de disponibilidad de agua a zonas agrícolas en las comunas de Curacaví y María Pinto, hasta el 18 de diciembre, fecha en que se logró el restablecimiento de la operación del túnel. Actualmente se encuentra en curso el estudio de la causa raíz respecto del derrumbe.

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

En el contexto del proceso constitucional originado a partir del llamado “Acuerdo por la Paz y la Nueva Constitución”, y la posterior aprobación mediante plebiscito de la redacción de una nueva Constitución, el próximo 11 de abril deberán elegirse los 155 constituyentes encargados de su redacción y el texto deberá someterse a un nuevo plebiscito el año 2022. El proceso constitucional puede resultar en cambios al marco institucional aplicable a la actividad empresarial en el país.

El sábado 12 de diciembre, con ocasión del brote de COVID-19 que afecta al país, calificado como pandemia por la Organización Mundial de la Salud, el presidente de la República decidió prorrogar el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, por calamidad pública, declarado en el territorio chileno mediante decreto supremo N° 104, de 2020, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, y sus modificaciones, por un plazo adicional de 90 días.

En ese contexto, en el marco de la grave crisis sanitaria que afecta al país, el 5 de enero de 2021 fue promulgada la Ley N° 21.301, que prorroga los efectos de la Ley N° 21.249, que contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. Esta iniciativa extiende el plazo de los beneficios a los usuarios finales, que estaban vigentes hasta noviembre de 2020.

Adicionalmente, la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Cámara de Diputados mantiene en revisión las indicaciones que se presentaron sobre el Proyecto de Ley que busca adelantar el cierre de centrales a carbón que fue aprobado en general por la Cámara. Este proyecto de ley, iniciado en moción parlamentaria, busca prohibir la instalación y funcionamiento de plantas de generación termoeléctricas a carbón en todo el territorio nacional a partir del 1° de enero de 2026. Los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional han expuesto ante la Comisión la inconveniencia de

adelantar el cierre de las centrales a carbón por la vía legal. Es importante recordar que en el año 2019 las generadoras firmaron un acuerdo voluntario con el gobierno mediante el cual se comprometieron a no construir nuevas centrales a carbón y se acordó el cierre progresivo de las centrales a carbón.

El 16 de noviembre se inició la tramitación de un nuevo proyecto de ley correspondiente a una moción parlamentaria ingresada a través del Senado, que pretende “asegurar la certeza hídrica para los diferentes usos productivos del agua” y cuyas principales disposiciones establecen modificaciones en el Código de Aguas y en la Ley General de Servicios Eléctricos. Sus modificaciones apuntan a limitar la posibilidad del ejercicio de los derechos de aguas destinados a la generación hidroeléctrica, particularmente la que proviene de depósitos naturales o artificiales (como los embalses), cuando éstos afecten a otros usos del agua, como por ejemplo el destinado al consumo humano y el uso para el riego, en cuyo caso deberá efectuarse una coordinación que permita el uso simultáneo de ambos derechos. Asimismo, establece la obligación de que las empresas con generación hidroeléctrica dispongan de planes de transformación de su matriz productiva (hacia fuentes renovables distintas al agua) en un plazo de 5 años.

El Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, ingresado al Senado por el Ejecutivo el 13 de enero de 2020, se encuentra en su primer trámite constitucional, actualmente está siendo discutido por la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales del Senado y cuenta con urgencia suma. El objetivo de este proyecto de ley es crear un marco jurídico para “hacer frente a los desafíos del cambio climático; transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de estas emisiones; reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático; y, dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por el Estado de Chile en la materia”.

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 “Modernización del segmento de Distribución”, que tiene como objetivo 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. En el contexto de la modernización y reforma integral de este segmento, el Ejecutivo ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica, creando la figura del comercializador como nuevo agente del mercado, además de considerar la modernización del mecanismo de licitaciones de suministro y la introducción del rol del gestor de información para reducir las asimetrías de información y proteger los datos de consumo de los clientes.

Este proyecto de ley corresponde a la primera de tres iniciativas en que el Ejecutivo subdividió la Ley Larga de Distribución. Los otros dos proyectos de ley que todavía no son ingresados al Congreso corresponden a:

- a. Calidad de Servicio, que busca perfeccionar el esquema de tarificación eficiente, definir un plan estratégico de calidad de servicio de largo plazo y establecer compensaciones a favor de clientes por interrupciones de tiempo excesivo; y
- b. Generación Distribuida, cuyo propósito es fomentar la generación distribuida, definir nuevos actores y habilitar proyectos piloto, con una expansión coordinada de las redes de distribución y transmisión.

La Comisión de Minería y Energía de la Cámara ha convocado al sector privado, la sociedad civil, académicos y al sector público con el propósito de capturar la opinión de las distintas organizaciones para que los parlamentarios puedan hacer las indicaciones necesarias al proyecto de ley.

(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. Recientemente, el Ministerio de Energía publicó la Estrategia definitiva dando a conocer los tres ejes o pilares que considera: (a) Diseño de mercado para el desarrollo de un Sistema Flexible, (b) Marco regulatorio para los Sistemas de Almacenamiento, y (c) Operación flexible del Sistema. En el marco de esta Estrategia se están conformando mesas de trabajo con representantes de la industria para abordar las medidas que se han planteado en cada uno de los ejes.

(iii) A nivel reglamentario y de resoluciones, se pueden comentar las siguientes novedades:

- a. El 26 de diciembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°42 del 2020 del Ministerio de Energía, que introduce modificaciones al DS N°62 del 2006 que aprobó el reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras. Las principales modificaciones que introduce este decreto son el reconocimiento de potencia de suficiencia a centrales con Sistemas de Almacenamiento y la incorporación del Estado de Reserva Estratégica en el marco de la salida de centrales a carbón.
- b. Respecto al mercado de Servicios Complementarios (SSCC), en septiembre de 2020 el Coordinador publicó el informe de actualización definitivo de SSCC 2020, en el cual suspendió las subastas de SSCC de control secundario de frecuencia (CSF) y control terciario de frecuencia (CTF). Debido a esto, se presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos por no estar de acuerdo con la forma y conclusiones de la decisión del Coordinador.

En este contexto, la CNE y el Coordinador trabajaron en cambios, a su juicio, necesarios para retomar las subastas, las que se materializaron en las resoluciones del 23 de noviembre que modificaron el informe de definición de SSCC y la resolución de precios máximos. Tras esto el 16 de diciembre de 2020 se retomaron las subastas de estos SSCC y, paralelamente, se presentaron cartas de desistimiento de las discrepancias presentadas ante el Panel.

Perú

Luego de que Luz del Sur realizara una denuncia en contra del Ministerio Energía, debido a que -a juicio de la eléctrica- el Decreto 043-2017-EM, que tiene relación con la declaración de precios de los combustibles por parte de las centrales generadoras, contaba con infracciones tanto legales como constitucionales, la Corte Suprema declaró que este Decreto es nulo y ordenó al Ministerio de Energía establecer nuevas disposiciones en base al Decreto 039-2017-EM ya existente. Esta declaración de nulidad se refiere a la posibilidad que tienen hoy las centrales térmicas de declarar un precio mínimo de la energía respecto al uso del gas natural que es muy inferior al precio real de generación con ese combustible (porque se permite excluir de dicha declaración costos asociados a cláusulas de *take or pay* que tienen los contratos de transporte y distribución de gas, principalmente). La sentencia indica que no se pueden declarar dos precios distintos: uno en barra (que incluyen todos los costos) y otro para la declaración de precios de gas (orden de despacho de centrales).

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.

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 de energía, aún existe incertidumbre sobre cómo y por cuánto tiempo se extenderá esta contingencia. La demanda de energía en Chile ha crecido aproximadamente un 1,6% durante el 4T20 respecto al 4T19 y un 0,4% durante el 2020 respecto al 2019, mientras que Perú ha experimentado una caída de aproximadamente un 0,3% durante el trimestre y un 7.0% durante el 2020. Adicionalmente se tiene un complejo panorama económico mundial, que puede 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 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 diciembre de 2020, 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.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 diciembre de 2020, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$967 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 83 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. Por su parte Fenix cuenta con líneas de crédito comprometidas por un total de US\$25 millones, con un año plazo de vigencia, contratadas con dos bancos locales. Adicionalmente, Fenix cuenta con líneas no comprometidas por un total de US\$34 mm, contratadas con tres bancos locales.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$110 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 2020, 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 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 23.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 diciembre 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 Colbun 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 24% 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.