



1° TRIMESTRE 2019



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 31 de marzo de 2019

1T19

INFORME TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	4
Generación y Ventas Físicas Chile	4
Generación y Ventas Físicas Perú	6
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	7
Análisis Resultado Operacional Generación Chile	8
Análisis Resultado Operacional Transmisión Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	11
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	16
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	17
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	17
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	18
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	18
Gestión de Riesgo	21

Conference Call
Resultados 1T19

Fecha: Viernes 3 de mayo 2019

Hora: 12:00 PM Eastern Time
12:00 PM Chile Time

US Toll Free: 1 877 407 9210
International Dial: +1 201 689 8049

Event Link:
<https://www.webcaster4.com/Webcast/Page/1997/30319>

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

■ ■ ■ El **EBITDA** consolidado del primer trimestre del año 2019 (1T19) alcanzó **US\$161,7 millones**, en línea con el EBITDA de US\$163,6 millones del primer trimestre del año 2018 (1T18).

■ ■ ■ El **resultado no operacional** el 1T19 presentó una **pérdida de US\$15,2 millones**, un 10% menor que la pérdida de US\$16,9 millones en 1T18. La menor pérdida se explica principalmente por: (1) un efecto positivo de la variación del tipo de cambio PEN/US\$ y CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. El 1T18, en cambio, dicho efecto fue negativo; y (2) mayores ingresos financieros producto de mejores tasas de inversión de los excedentes de caja durante el trimestre, compensadas en parte por menores resultados de sociedades contabilizadas por método de participación debido a que el 1T18 se registró la utilidad de una revalorización de los terrenos de propiedad de Hydroaysén, producto de su contabilización a valor de liquidación.

■ ■ ■ El **gasto por impuestos** del 1T19 ascendió a **US\$20,0 millones**, un 15% menor al gasto por impuesto de US\$23,6 millones del 1T18. El menor gasto se debe principalmente a (1) una utilidad por impuesto registrada en el 1T19 en Perú, como resultado de la apreciación del sol peruano durante el periodo, esto debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en soles peruanos; y (2) menores ganancias antes de impuestos registradas durante el 1T19 en comparación con el 1T18.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 1T19 una **ganancia que alcanzó los US\$66,4 millones**, un 3% mayor a la ganancia de US\$64,4 millones del 1T18. La mayor ganancia se explica principalmente por el menor gasto por impuestos explicado anteriormente.

■ ■ ■ Al cierre del 1T19 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$815,7 millones** y una **deuda neta de US\$796,3 millones**.

Hechos destacados del trimestre:

■ ■ ■ Con fecha 27 de marzo, el Directorio acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas repartir: un **(1) dividendo definitivo por US\$156,1 millones**, que sumado a los US\$84,2 millones pagados en diciembre 2018 ascendería al 100% de la utilidad líquida distribible del año 2018, y **(2) un dividendo eventual** con cargo a las utilidades de los ejercicios anterior por **US\$100 millones**.

El día 25 de abril de 2019, la Junta Ordinaria de Accionistas ratificó la distribución de dividendos propuesta por el Directorio, el cuál será pagado a contar del día 7 de mayo de 2019.

■ ■ ■ Respecto al crecimiento, el 25 de abril de 2019 Colbún hizo pública la **adquisición de los proyectos Diego de Almagro Sur I y II** a la empresa Alen Walung, en el marco de la estrategia de la Compañía de aumentar la participación de energías renovables de fuente variable en su mix de generación. Estos proyectos se encuentran en la Región de Atacama, 27 kilómetros al sur de Diego de Almagro, y consideran en su conjunto una potencia aproximada de 210 MW.

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, durante el 2019 **la Compañía ha contratado aproximadamente 300 GWh/año de su generación con nuevos clientes libres**.

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 1T18 y 1T19.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T18	1T19	
Total Ventas Físicas (GWh)	3.408	3.248	(5%)
Clientes Regulados	1.417	1.086	(23%)
Clientes Libres	1.467	1.489	2%
Ventas en el Mercado Spot	525	673	28%
Potencia (MW)	1.633	1.664	2%
Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T18	1T19	
Total Generación (GWh)	3.455	3.334	(3%)
Hidráulica	1.409	1.194	(15%)
Térmica	2.020	2.114	5%
Gas	1.269	1.363	7%
Diésel	15	52	245%
Carbón	736	699	(5%)
ERFV	26	27	1%
Eólica*	26	20	(21%)
Solar	1	6	-
Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	525	673	28%

(*): Corresponde a la energía comprada a central Punta Palmeras de propiedad de Acciona.

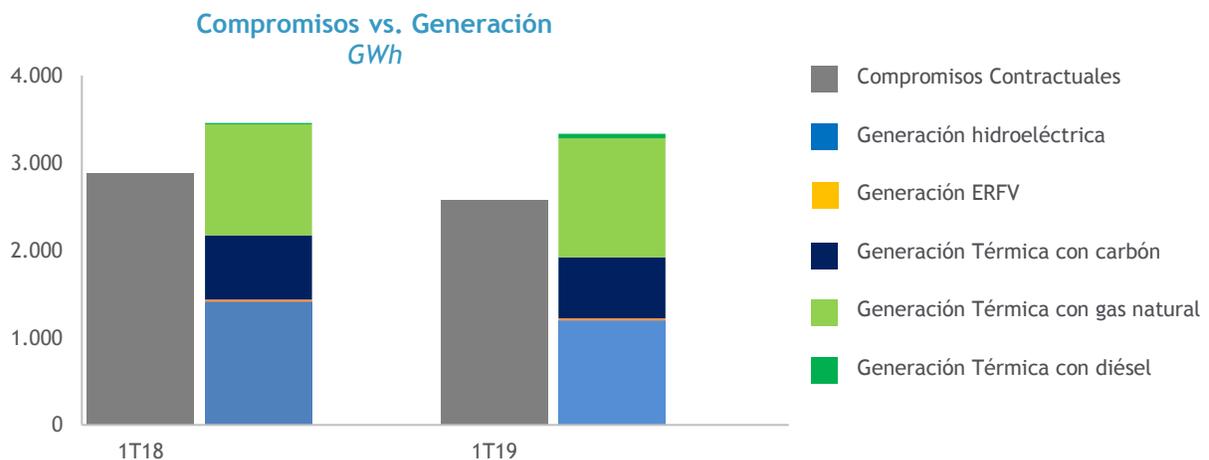
ERFV: Energías renovables de fuentes variables

Las ventas físicas durante el 1T19 alcanzaron 3.248 GWh, disminuyendo un 5% en comparación con el 1T18. Por su parte, la generación del trimestre disminuyó en un 3% respecto al 1T18, principalmente por una menor generación hidráulica (-215 GWh t/t) y con carbón (-37 GWh t/t), compensado en parte por una mayor generación a gas (+94 GWh t/t) y diésel (+37 GWh t/t). La generación ERFV se mantuvo en línea respecto al 1T18.

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 673 GWh, mayores en comparación con las ventas netas de 525 GWh registradas en el 1T18. Durante el trimestre, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, ERFV, carbón y gas natural).

Mix de Generación en Chile: El año hidrológico recientemente terminado (Abr18-Mar19), presentó menores precipitaciones respecto a un año medio y respecto al año hidrológico anterior (Abr17- Mar18), excepto por la cuenca de Laja que se mantuvo en línea. A modo de ejemplo, el déficit de precipitaciones respecto a un año medio, por cuencas de norte a sur es: Aconcagua: 52% Maule: 34%; Angostura: 7%; Canutillar: 10%.

Durante 1T19 la generación del SEN se mantuvo en línea con respecto a igual periodo del año 2018 (19.132 GWh en 1T18 vs. 19.152 GWh en 1T19). Durante el trimestre, se registró una menor generación hidroeléctrica (5.588 GWh en 1T18 vs. 5.266 GWh en 1T19) debido a un menor despacho de centrales de embalse en el sistema. Asimismo, la generación a carbón también disminuyó (7.385 GWh en el 1T18 a 6.736 GWh en 1T19). En contraste, la generación ERFV presentó un incremento respecto del 1T18 (2.164 GWh en 1T18 vs. 2.490 GWh en 1T19), asociado a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías. La disminución de la generación hidroeléctrica y a carbón no fue del todo compensada con el incremento en generación ERFV, resultando en un incremento en la generación térmica a gas natural (3.019 GWh en el 1T18 vs. 3.891 GWh en el 1T19). Por otra parte, la generación diésel disminuyó levemente (204 GWh en 1T18 a 199 GWh en 1T19). El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó respecto al 1T18, promediando US\$63,5/MWh en el 1T19, comparado con US\$61,0/MWh en el 1T18.



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 1T18 y 1T19.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
dic-17	dic-18		1T18	1T19	
4.112	4.045	Total Ventas Físicas (GWh)	810	942	16%
3.012	3.001	Clientes bajo Contrato	754	753	(0%)
1.099	1.044	Ventas en el Mercado Spot	56	189	239%
557	552	Potencia (MW)	551	555	1%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
dic-17	dic-18		1T18	1T19	
4.113	3.914	Total Generación (GWh)	605	932	54%
4.113	3.914	Gas	605	932	54%
93	210	Compras en el Mercado Spot (GWh)	210	33	(84%)
1.007	834	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	- 154	156	-

Las ventas físicas de clientes bajo contrato durante el 1T19 alcanzaron 753 GWh, en línea respecto al 1T18.

Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 932 GWh, aumentando un 54% respecto al 1T18. Dicho aumento se explica principalmente por las fechas de mantenimiento programadas de la central, las cuales el 2018 fueron realizadas durante los meses de enero y febrero, mientras que el 2019 dicho mantenimiento se realizó entre el 19 de marzo y el 19 de abril.

El balance en el mercado spot registró ventas netas por 156 GWh, comparado con las compras netas por 154 GWh en 1T18, esto principalmente debido al desfase en el mantenimiento de la CT Fenix antes mencionado.

Mix de Generación en Perú: La generación total en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 6% durante el 1T19 en comparación al 1T18. Respecto a su composición, la generación hidroeléctrica disminuyó en un 1% respecto al mismo periodo del año 2018. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 16% durante el 1T19 en comparación con el 1T18.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 1T18, 1T19.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T18	1T19	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	406,6	393,8	(3%)
Venta a Clientes Regulados	186,9	148,0	(21%)
Venta a Clientes Libres	149,7	146,4	(2%)
Ventas de Energía y Potencia	33,5	52,6	57%
Peajes	29,3	38,7	32%
Otros Ingresos	7,3	8,0	11%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(214,6)	(208,4)	(3%)
Peajes	(50,0)	(43,6)	(13%)
Compras de Energía y Potencia	(14,0)	(2,8)	(80%)
Consumo de Gas	(100,8)	(107,3)	6%
Consumo de Petróleo	(3,0)	(9,1)	204%
Consumo de Carbón	(22,1)	(26,0)	17%
Otros	(24,7)	(19,6)	(21%)
MARGEN BRUTO	192,0	185,4	(3%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(20,8)	(18,1)	(13%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(7,6)	(5,6)	(27%)
Gastos por Depreciación y Amortización	(58,6)	(60,0)	2%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	105,0	101,6	(3%)
EBITDA	163,6	161,7	(1%)
Ingresos Financieros	4,9	6,4	31%
Gastos Financieros	(21,1)	(20,7)	(2%)
Diferencias de Cambio	(1,1)	1,3	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	4,7	2,3	(50%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,2)	(4,5)	8%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(16,9)	(15,2)	(10%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	88,0	86,4	(2%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(23,6)	(20,0)	(15%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	64,4	66,4	3%
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	65,2	64,4	(1%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,8)	2,0	-

(*): 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	mar-18	dic-18	mar-19
Chile (CLP / US\$)	603,39	694,77	678,53
Chile UF (CLP/UF)	26,966,89	27.565,79	27.565,76
Perú (PEN / US\$)	3,23	3,38	3,32

3.1. Análisis Resultado Operacional Generación Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T18 y 1T19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T18	1T19	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	337,1	328,7	(2%)
Venta a Clientes Regulados	158,0	120,4	(24%)
Venta a Clientes Libres	141,8	155,7	10%
Ventas de Energía y Potencia	32,0	47,8	49%
Peajes	0,0	0,0	-
Otros Ingresos	5,3	4,9	(8%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(175,7)	(177,7)	1%
Peajes	(43,9)	(41,7)	(5%)
Compras de Energía y Potencia	(7,6)	(2,5)	(67%)
Consumo de Gas	(81,8)	(84,0)	3%
Consumo de Petróleo	(3,0)	(9,1)	204%
Consumo de Carbón	(22,1)	(26,0)	17%
Otros	(17,2)	(14,5)	(16%)
MARGEN BRUTO	161,4	151,0	(6%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(19,4)	(16,7)	(14%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(4,5)	(4,9)	10%
Gastos por Depreciación y Amortización	(45,2)	(47,8)	6%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	92,3	81,6	(12%)
EBITDA	137,5	129,4	(6%)

En octubre de 2018 se realizó una reorganización de los activos de transmisión de la Compañía, concentrándose en Colbún Transmisión S.A. la totalidad de los activos nacionales, zonales y dedicados. Con anterioridad, Colbún Transmisión S.A. solo registraba los activos de transmisión nacionales. Por lo tanto, las cifras que se presentan para los negocios de Generación y Transmisión en Chile al 1T18 en este Análisis Razonado son proforma.

(*): 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 1T19 ascendieron a US\$328,7 millones**, disminuyendo un 2% respecto al 1T18, principalmente producto de menores ventas a clientes regulados, parcialmente compensadas por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot y a clientes libres. Las menores ventas a clientes regulados reflejan la migración del consumo desde clientes regulados a clientes libres como consecuencia de la diferencial de precios entre ambos segmentos.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron US\$177,7 millones**, aumentando un 1% respecto al 1T18, principalmente debido a una mayor generación diésel durante el trimestre, parcialmente compensada por menores compras de energía y potencia explicadas por un reverso en las provisiones por ingresos de potencia registrado durante el trimestre.

El **EBITDA del 1T19** disminuyó un 6% respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando **US\$129,4 millones**. El menor EBITDA se explica principalmente por la disminución en los ingresos de actividades ordinarias explicada anteriormente.

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 1T18 y 1T19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T18	1T19	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	19,1	22,0	15%
Peajes	19,1	21,9	15%
Otros Ingresos	0,0	0,1	137%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(2,9)	(2,4)	(18%)
Peajes	0,2	(0,4)	-
Otros	(3,1)	(2,0)	(37%)
MARGEN BRUTO	16,2	19,6	21%
Otros Gastos, por Naturaleza	(0,0)	(0,1)	246%
Gastos por Depreciación y Amortización	(3,4)	(3,6)	6%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	12,7	15,9	25%
EBITDA	16,2	19,5	21%

En octubre de 2018 se realizó una reorganización de los activos de transmisión de la Compañía, concentrándose en Colbún Transmisión S.A. la totalidad de los activos nacionales, zonales y dedicados. Con anterioridad, Colbún Transmisión S.A. solo registraba los activos de transmisión nacionales. Por lo tanto, las cifras que se presentan para los negocios de Generación y Transmisión en Chile al 1T18 en este Análisis Razonado son proforma.

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 1T19 ascendieron a US\$22,0 millones**, de los cuales un 30% corresponden a ingresos de activos nacionales, 17% a zonales y 53% corresponde al segmento dedicado. Los mayores ingresos respecto a igual trimestre del año anterior se explican principalmente por un aumento en los ingresos de activos de transmisión zonales.

El **EBITDA del 1T19** aumentó un 21% respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando **US\$19,5 millones**. El mayor EBITDA se explica principalmente por el aumento en los ingresos de actividades ordinarias explicada anteriormente.

3.3. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 1T18 y 1T19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T18	1T19	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	52,7	52,6	(0%)
Ventas a clientes Regulados	28,9	27,6	(5%)
Venta a Clientes Libres	7,9	8,3	5%
Ventas Otras Generadoras	1,5	4,8	227%
Peajes	12,9	9,1	(30%)
Otros Ingresos	1,4	2,7	95%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(40,8)	(37,9)	(7%)
Peajes	(10,8)	(11,1)	4%
Compras de Energía y Potencia	(6,4)	(0,3)	(96%)
Consumo de Gas	(19,0)	(23,4)	23%
Consumo de Diésel	0,0	0,0	-
Otros	(4,7)	(3,1)	(33%)
MARGEN BRUTO	11,9	14,7	24%
Gastos por Beneficios a Empleados	(1,4)	(1,5)	2%
Otros Gastos, por Naturaleza	(0,5)	(0,5)	(2%)
Gastos por Depreciación y Amortización	(8,2)	(8,6)	5%
RESULTADO DE OPERACIÓN	1,8	4,1	134%
EBITDA	9,9	12,7	28%

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 1T19** ascendieron a **US\$52,6 millones**, en línea respecto a los ingresos percibidos el 1T18.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron un 7%** respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución se explica principalmente por las mayores Compras de Energía y Potencia registradas el 1T18 debido al mantenimiento de la CT Fenix realizado durante los meses de enero y febrero (el mantenimiento anual del 2019 se realizó entre el 19 de marzo y el 19 de abril). Adicionalmente, el costo marginal de compra de energía durante el mantenimiento del 2018 fue de 29 US\$/MWh, superior al costo de 9 US\$/MWh durante el mantenimiento de 2019 como consecuencia de la falla ocurrida en el ducto de gas de TGP en febrero 2018.

El **EBITDA de Fenix totalizó US\$12,7 millones al 1T19**, un 28% mayor que el EBITDA de US\$9,9 millones registrado en el 1T18, principalmente por los menores costos en materias primas y combustible utilizados dadas las razones mencionadas anteriormente.

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

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 1T18 y 1T19. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T18	1T19	
Ingresos Financieros	4,9	6,4	31%
Gastos Financieros	(21,1)	(20,7)	(2%)
Diferencias de Cambio	(1,1)	1,3	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	4,7	2,3	(50%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,2)	(4,5)	8%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(16,9)	(15,2)	(10%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	88,0	86,4	(2%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(23,6)	(20,0)	(15%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	64,4	66,4	3%
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	65,2	64,4	(1%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,8)	2,0	-

■ ■ ■ El **resultado no operacional** el 1T19 presentó una **pérdida de US\$15,2 millones**, un 10% menor que la pérdida de US\$16,9 millones en 1T18. La menor pérdida se explica principalmente por: (1) un efecto positivo de la variación del tipo de cambio PEN/US\$ y CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. El 1T18, en cambio, dicho efecto fue negativo; y (2) mayores ingresos financieros producto de mejores tasas de inversión de los excedentes de caja durante el trimestre, compensadas en parte por menores resultados de sociedades contabilizadas por método de participación debido a que el 1T18 se registró la utilidad de una revalorización de los terrenos de propiedad de Hydroaysén, producto de su contabilización a valor de liquidación.

■ ■ ■ El **gasto por impuestos** del 1T19 ascendió a **US\$20,0 millones**, un 15% menor al gasto por impuesto de US\$23,6 millones del 1T18. El menor gasto se debe principalmente a (1) una utilidad por impuesto registrada en el 1T19 en Perú, como resultado de la apreciación del sol peruano durante el periodo, esto debido a que la contabilidad tributaria de Fenix es llevada en soles peruanos; y (2) menores ganancias antes de impuestos registradas durante el 1T19 en comparación con el 1T18.

■ ■ ■ La Compañía presentó en el 1T19 una **ganancia que alcanzó los US\$66,4 millones**, un 3% mayor a la ganancia de US\$64,4 millones del 1T18. La mayor ganancia se explica principalmente por el menor gasto por impuestos explicado anteriormente.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de marzo de 2019. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-18	mar-19	Var	Var %
Activos corrientes	1.151,3	1.215,8	64,5	6%
Activos no corrientes	5.627,1	5.634,7	7,6	0%
TOTAL ACTIVOS	6.778,3	6.850,5	72,1	1%
Pasivos corrientes	345,4	324,7	(20,6)	(6%)
Pasivos no corrientes	2.576,0	2.601,3	25,2	1%
Patrimonio neto	3.856,9	3.924,5	67,5	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.778,3	6.850,5	72,1	1%

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.215,8 millones a Mar19, aumentando un 6% respecto al cierre de Dic18, principalmente debido al aumento en el efectivo y equivalentes al efectivo registrado durante el periodo.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.634,7 millones a Mar19, en línea con los activos no corrientes registrados al cierre de Dic18.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$324,7 millones a Mar19, disminuyendo un 6% con respecto al cierre de Dic18, principalmente una disminución en las cuentas por pagar a proveedores respecto al cierre de 2018 mayormente explicado por el reverso en las provisiones por ingresos de potencia registrado durante el trimestre.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.601,3 millones al cierre de Mar19, en línea respecto al saldo registrado a Dic18.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.924,5 millones, aumentando un 2% respecto al cierre de Dic18. Este aumento se debe principalmente a las utilidades generadas durante el trimestre.

Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo (US\$ millones)

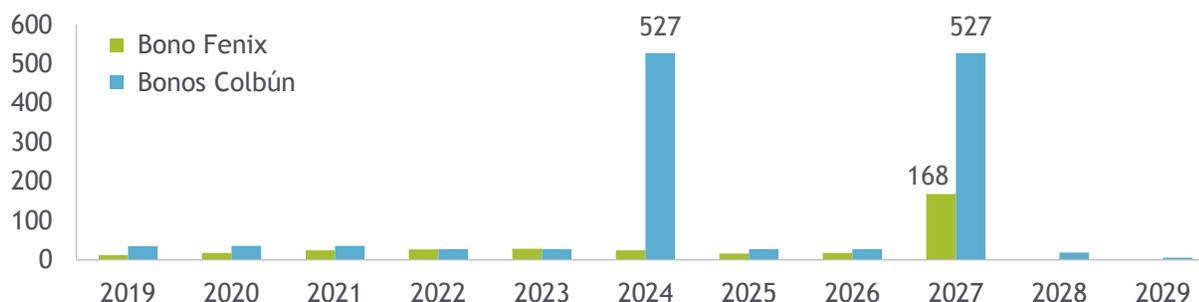


Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-18	mar-19	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.603,3	1.612,0	8,7	1%
Inversiones Financieras**	788,1	815,7	27,6	4%
Deuda Neta	815,2	796,3	(18,9)	(2%)
EBITDA LTM	684,1	682,2	(1,9)	(0%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,2	(0,0)	(2%)

(*) El monto incluye un bono internacional con saldo insoluto por US\$329 millones y un leasing financiero por US\$15,0 millones asociados a Fenix, sin garantía de Colbún.

(**) 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	6,5 años
Tasa promedio	4,5% (100% tasa fija)
Moneda (*)	94% USD / 6% UF

(*) Incluye los derivados asociados

5. INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

A continuación, se presenta un cuadro comparativo de índices financieros a nivel consolidado. 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-18	mar-19	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,33	3,74	12,3%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,21	3,59	12,1%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,76	0,75	(1,6%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,82%	11,10%	(6,1%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,18%	88,90%	0,8%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,92	4,92	0,0%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,90%	5,85%	(0,8%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,51%	3,46%	(1,3%)
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,19%	8,15%	(0,5%)

Los indicadores de flujo corresponden a valores de los últimos 12 meses.

- Patrimonio promedio: Patrimonio trimestre actual más el patrimonio un año atrás dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo trimestre actual más el total de activo un año atrás dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, Plantas y Equipos trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás dividido por dos.

■ ■ ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de 3,74x y 3,59x a Mar19, aumentando con respecto a Dic18 un 12,3% y 12,1% respectivamente, debido principalmente a un aumento en el efectivo y el equivalente al efectivo registrado durante el primer trimestre, sumado a una disminución de las cuentas por pagar registradas a Mar19.

■ ■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,75x a Mar19, en línea con el valor de 0,76x a Dic18.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Mar19 fue de 11,07%, en línea con el valor de 11,82% a Dic18.

■ ■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Mar19 fue de 88,93%, en línea con el valor de 88,18% a Dic18.

■ ■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Mar19 fue de 4,92x, en línea con el valor obtenido a Dic18.

■ ■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Mar19 fue de 5,85%, disminuyendo levemente respecto del valor de 5,90% registrado a Dic18. La variación se explica principalmente por el mayor patrimonio promedio registrado a Mar19.

■ ■ ■ La **Rentabilidad del Activo** y el **Rendimiento de Activos Operacionales** a Mar19 alcanzaron 3,46% y 8,15% respectivamente. La rentabilidad del activo disminuyó levemente respecto a Dic18 debido al mayor nivel de activos promedio registrado durante el período. Por su parte, el rendimiento de activos operacionales se mantuvo en línea respecto a Dic18.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



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

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T18	1T19	T/T
Efectivo Equivalente Inicial*	810,2	788,1	(3%)
Flujo Efectivo de la Operación	130,8	78,3	(40%)
Flujo Efectivo de Financiamiento	(19,7)	(36,1)	83%
Flujo Efectivo de Inversión**	(42,2)	(17,6)	(58%)
Flujo Neto del Período	68,9	24,6	(64%)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	1,6	3,0	84%
Efectivo Equivalente Final	880,7	815,7	(7%)

(*) 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 1T19, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto positivo de US\$24,6 millones**, disminuyendo un 64% con respecto al Flujo de Efectivo neto positivo de US\$68,9 millones del 1T18.

Actividades de la operación: Durante el 1T19 se generó un flujo neto positivo de US\$78,3 millones. El menor flujo operacional se explica principalmente por: (1) un aumento en el saldo de cuentas por cobrar a clientes durante el trimestre, debido de indexaciones aplicadas en los contratos de ventas de energía. Durante el 1T18, en cambio, el saldo de cuentas por cobrar disminuyó producto de este concepto; y (2) menores ingresos de actividades ordinarias percibidos durante el trimestre.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$36,1 millones durante el 1T19, que se compara con el flujo neto negativo de US\$19,7 millones al 1T18. El mayor flujo neto negativo del trimestre se asocia principalmente a: (1) la amortización del Bono 144A de Fenix por US\$6 millones, el cual comenzó a amortizar en septiembre 2018 y (2) devoluciones de colateral asociadas a derivados financieros de cobertura durante el 1T18.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$17,6 millones durante el 1T19, disminuyendo un 58% respecto a los desembolsos por US\$42,2 millones al 1T18, principalmente debido a los desembolsos realizados el 1T18 para la construcción de la central La Mina, Ovejería y la Subestación Puente Negro.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.893 MW conformada por 2.250 MW en unidades térmicas, 1.634 MW en unidades hidráulicas y 9 MW del parque solar fotovoltaico Ovejería. La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, donde representa el 17% del mercado (23% en el SIC, previo a la interconexión con el SING efectiva a partir de octubre de 2017). También opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 8% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

Respecto a la infraestructura de transmisión eléctrica, Colbún cuenta con 941 Km de líneas de transmisión divididas en 330 km de líneas pertenecientes al segmento Nacional, 80 km pertenecientes al segmento Zonal y 530 km pertenecientes al segmento Dedicado. Además, posee un total de 28 subestaciones. En 2018, la Compañía realizó una reorganización de activos, consolidando todos los activos de transmisión (nacionales, zonales y dedicados) en Colbún Transmisión S.A. Esta reorganización busca dar un mayor foco en gestión, reportabilidad y visibilidad a este negocio. Cabe destacar que Colbún Transmisión reporta de manera independiente a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) sus Estados Financieros y principales cifras de manera anual.

7.1 Perspectiva De Mediano Plazo Chile

El año hidrológico finalizó al 31 de marzo con una probabilidad de excedencia del SEN de un 83,1%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Cabe recordar, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con Metrogas hasta el 2019 y con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) con un contrato que incluye capacidad reservada de regasificación por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Estos contratos permiten contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año.

Desde finales de 2016 Colbún se ha adjudicado el suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 3.300 GWh/año aproximadamente y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos.

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

La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del primer trimestre fue de 5,9%, superando el crecimiento que se experimentó en 2018. El comportamiento futuro de los costos marginales está supeditado principalmente al crecimiento de la demanda, a la hidrología y a los cambios regulatorios que tienen relación con la declaración de precios.

7.3 Plan De Crecimiento y Acciones De Largo Plazo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y para diversificar sus fuentes de ingresos en términos geográficos, condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

Colbún procura aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento tanto térmico eficiente como proveniente de otras fuentes renovables que permita contar con una matriz de generación segura, competitiva y sustentable.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en distintas etapas de avance, incluyendo proyectos eólicos, solares, hidroeléctricos y de ampliación y normalización de sus actuales activos de transmisión.

Proyectos de Generación en desarrollo

■ ■ ■ Proyecto Eólico Horizonte (607 MW): El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 70 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta. Cuenta con una potencia total de aproximadamente 607 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 2.000 GWh.

Este proyecto se inicia a partir de la adjudicación 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 cuatro años para las etapas de estudios y permisos más tres años para la construcción.

Durante el primer trimestre de 2019 se avanzó en la etapa de factibilidad, continuando con el proceso de medición del recurso mediante torres anemométricas y equipos Lidar. A su vez se avanzó en la ingeniería básica y estudios ambientales para la preparación del EIA/DIA.

■ ■ ■ Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (200 MW): El Proyecto considera la instalación de un parque de generación por energía solar que cuenta con una capacidad instalada cercana a 200 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.

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 8 km de sur a norte, 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.

Este proyecto se origina a partir de su adquisición a la empresa estadounidense First Solar, el cual se encontraba con un avance que incluye algunos estudios de ingeniería, estudios ambientales y un contrato exclusivo con opción de compra del terreno.

■ ■ ■ **Proyectos Solares Fotovoltaicos Diego de Almagro Sur I y II (210 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 210 - 250 MW. Ambos proyectos se emplazan en un terreno total de 330 hectáreas, encontrándose a menos de dos kilómetros de la nueva subestación Illapa, lo que favorece su conexión al sistema eléctrico nacional.

Estos proyectos se originan a partir de su adquisición a la empresa desarrolladora Alen Walung, y actualmente sus Estudios de Impacto Ambiental están en proceso de evaluación en el SEIA.

■ ■ ■ **Otros Proyectos de Energía Renovable de Fuente Variable (~800 MW):** Al cierre del 1T19, Colbún ha podido completar un portafolio de locaciones para otros 4 proyectos eólicos y solares (en adición a los proyectos Horizonte, Diego de Almagro y Sol de Tarapacá antes indicados), que están en etapas tempranas de desarrollo. Estos en total suman aproximadamente 800 MW adicionales, distribuidos en distintos puntos del país (Coquimbo, BioBio, Los Rios y Los Lagos).

■ ■ ■ **Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW):** El proyecto San Pedro se ubica a unos 25 kilómetros al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central de embalse ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas actualmente en el proyecto, éste tendrá una capacidad instalada aproximada de 170 MW para una generación anual de 953 GWh en condiciones hidrológicas normales. La operación de la central será tal que la cota del embalse permanecerá prácticamente constante, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central no se verá alterado por su operación.

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

A raíz de que la autoridad terminó anticipadamente el proceso de tramitación ambiental por falta de información esencial el 2015, se ha continuado trabajando para obtener la Resolución de Calificación Ambiental del proyecto. Con este objeto en diciembre de 2018 se ingresó un Estudio de Impacto Ambiental para las adecuaciones del proyecto, superando la primera etapa donde la autoridad podía decretar un término anticipado. En febrero y cuando correspondía al Servicio de Evaluación Ambiental emitir el primer lcsara que consolida las observaciones de los servicios, el proceso fue congelado, con motivo de la declaración de estado de excepción constitucional para la comuna de Panguipulli originada por los incendios forestales y el cual fue levantado a inicio de abril, por lo tanto, se espera la emisión del lcsara a fines de abril.

■ ■ ■ **Proyecto Guaiquivilo Melado (316 MW):** El proyecto central hidroeléctrica Guaiquivilo Melado es un complejo hidroeléctrico con capacidad de regulación ubicado en las cuencas de los ríos Guaiquivilo y Melado, en la comuna de Colbún, Provincia de Linares. Cuenta una potencia total de 316 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.629 GWh. Para inyectar la energía al SEN se considera una LAT de 220 kV con una extensión total aproximada de 90 km desde la Central Guaiquivilo hasta su punto de conexión en la LAT Los Cóndores.

Respecto a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que son permanentemente monitoreadas.

■ ■ ■ **Proyecto Los Cuartos (93 MW):** El proyecto hidroeléctrico Los Cuartos se ubica en el río Biobío, próximo a la localidad de San Carlos de Purén, a unos 5 km río arriba de la intersección con la Carretera Panamericana Sur. Esta central hidroeléctrica cuenta con derechos de agua que permiten alcanzar una potencia de 93 MW, con una generación media anual de aproximadamente 511 GWh. El proyecto también considera una línea de transmisión eléctrica de 10 km de longitud para conectar en la subestación Mulchén.

Respecto a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que son permanentemente monitoreadas.

Proyectos de Transmisión en desarrollo

■ ■ ■ **Normalización S/E Candelaria:** Este proyecto consiste en una modificación del esquema de conexión de la subestación de doble barra a la configuración de interruptor y medio. Además, incorpora 6 nuevos paños en 220 KV con interruptores, desconectores, TTCC y otros equipos. El valor de inversión adjudicado es de US\$14,4 millones y a marzo 2019 presenta un avance del 87%.

■ ■ ■ **Nuevo Banco de Condensadores Serie S/E Puente Negro:** Montaje de 2 bancos de condensadores en serie de capacidad de 224 MVAR en la parte sur de la subestación. El valor de inversión adjudicado es de US\$6,8 millones y a marzo 2019 presenta un avance del 78%.

■ ■ ■ **Ampliación de la S/E Maipo:** Normalización de los paños de 220 kV existentes a una configuración de doble barra con barra de transferencia. La nueva instalación será con tecnología GIS, adicionalmente se renovarán los sistemas de control y protecciones. El valor de inversión adjudicado es de US\$15,3 millones y a marzo 2019 presenta un avance del 78%.

■ ■ ■ **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 marzo 2019 presenta un avance del 70%.

■ ■ ■ **Ampliación de la S/E Mulchen:** Ampliación de la plataforma de la S/E para la construcción de 5 nuevos paños de conexión en 220 kV. El valor de inversión adjudicado es de US\$3,6 millones y a marzo 2019 presenta un avance del 51%.

■ ■ ■ **S/E Pirque:** Regularizar la conexión de la S/E Pirque a través de un seccionamiento de la Línea Maipo - Puente Alto 1x 110 kV, con sus respectivos paños en reemplazo del Tap OFF actual. El valor de inversión adjudicado es de US\$1,8 millones y a marzo 2019 presenta un avance del 5%.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

La función de gestión de riesgo es responsabilidad de la Gerencia General, así como de cada división y gerencia de la Compañía, y cuenta con el apoyo de la Gerencia de Control de Gestión y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos y Sostenibilidad.

B. Factores de Riesgo

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

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, 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 ha construido una Planta de Osmosis Inversa que permite reducir hasta en un 50% el agua utilizada en el proceso de enfriamiento de los ciclos combinados del Complejo Nehuenco. La planta terminó su construcción en mayo de 2017 y entró en operación durante el tercer trimestre del 2017.

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

Respecto del suministro de combustibles líquidos, en Chile la Compañía mantiene acuerdos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

Respecto al suministro de gas natural en Chile, Colbún mantiene contratos de mediano plazo con ERSA y Metrogas y para el largo plazo destaca el nuevo contrato con ERSA por opciones de suministro de gas natural licuado y capacidad reservada de regasificación, vigente desde el año 2018 al 2030 que permitirá a Colbún disponer de gas natural para el Complejo Nehuenco. Adicionalmente, se han firmado contratos de suministro de gas con productores argentinos, lo que permite tener la opción de acceder a los excedentes de gas que se produzcan en el país vecino.

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 (la última en noviembre de 2018), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión de Colbún son fundamentales para el negocio. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos programados, preventivos y predictivos a sus equipos, acorde a las recomendaciones de sus proveedores, y mantiene una política de cobertura de este tipo de riesgos a través de seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por daño físico y perjuicio por paralización.

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos puede verse afectado por factores tales como: retrasos en la obtención de permisos, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos o de la mano de obra, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas imprevistas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

La exposición de la Compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera los efectos de los eventuales atrasos de los proyectos. Además, se incorporan niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción. Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo “Todo Riesgo de Construcción” que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha participación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Como parte de esta complejidad, los plazos de tramitación ambiental se han hecho más inciertos, los que en ocasiones son además seguidos por extensos procesos de judicialización. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

Colbún tiene como política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la Compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida de los mismos.

B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para los sectores de generación y transmisión, 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.

En Chile, el actual gobierno está llevando a cabo diversos cambios regulatorios que o bien, se han heredado del gobierno anterior, o se han iniciado durante el presente mandato. Estos cambios, dependiendo de la forma en que se implementen, podrían representar oportunidades o riesgos para la Compañía.

Respecto a los proyectos de Ley que están en discusión en el Congreso, destacan (i) la reforma al Código de Aguas, (ii) el proyecto de ley para modernizar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, (iii) el proyecto de ley que crea el Ministerio de Pueblos Indígenas, (iv) el proyecto de ley que crea el Consejo Nacional y los Consejos de Pueblos Indígenas, y (v) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía está llevando a cabo discusiones para la elaboración de tres proyectos de ley que impactarían directamente al sector eléctrico. La “Nueva Ley de Distribución”, la “Ley de Transmisión Mejorada” y la “Ley de Flexibilidad”. La primera buscará actualizar la regulación del sector distribución para abordar de mejor manera los avances tecnológicos y de mercado que se han dado y que se prevén para el futuro; la segunda tratará de mejorar ciertos aspectos que se abordaron en la Ley de Transmisión de 2016, como lo son el Acceso Abierto y la Calificación de Instalaciones, entre otros; y la última tratará de abordar las consecuencias sistémicas y de mercado que surgirán a causa de la incorporación cada vez mayor de energías renovables de fuente variable.

Por otro lado, La Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía han continuado con sus labores normativas, destacando la publicación del Reglamento de Servicios Complementarios. Este reglamento dicta las definiciones, metodologías, procesos y otros detalles relacionados con los servicios complementarios que serán aplicados desde el 01 de enero de 2020. Además, estas instituciones han continuado el desarrollo de Mesas de Trabajo y Consultas Públicas relacionados con el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión y el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, así como mesas para la elaboración y actualización de diversas Normas y Anexos Técnicos.

Durante 2018 finalizó el proceso de elaboración del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017. Dicho proceso tuvo observaciones por parte del sector eléctrico y por los grandes consumidores de energía, por el hecho de incorporar un sistema de almacenamiento y una línea HVDC de aproximadamente 3.000 km. La CNE decidió eliminar del plan de expansión final los almacenadores e hizo pequeñas modificaciones a la línea HVDC. Ambos proyectos fueron llevados al Panel de Expertos, debido a una petición de reincorporar los almacenadores y de eliminar la línea HVDC. El Panel terminó descartando ambos proyectos, el primero por falta de discusión y legislación respecto a cómo deben operar en el sistema, y el segundo debido a que no se encontró perjuicio de atrasar el proyecto en un año e incorporar este mismo con algunas modificaciones en el Plan de Expansión 2018 con un costo menor. Durante el 2018, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) realizó una propuesta para el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, lo que posteriormente es validado por la CNE. A mediados de noviembre fue publicado el Informe Técnico Preliminar, y observado por los interesados a fines de ese mismo mes. Cabe señalar que en este Plan de Expansión no hubo discrepancias en relación a la línea HVDC y no fue incorporado ningún sistema de almacenamiento. El Informe Técnico Final se publicó en enero de 2019.

En Perú, existen dos proyectos de ley en el Senado que buscan recuperar la eficiencia en su mercado eléctrico a través de modificaciones en la declaración de precios de gas. Además, se está discutiendo una ley que busca el reconocimiento de Potencia Firme a Energías Renovables. Paralelamente, el Ministerio de Energía de Perú dio a conocer su agenda de cambios normativos, los que incluyen (i) Modificaciones del Reglamento de licitaciones de Suministro para promover la competitividad, (ii) Elaboración de un reglamento de Generación Distribuida, y (iii) Proyecto de Ley para la promoción de vehículos eléctricos.

De la calidad de estas nuevas regulaciones y de las señales que por ello entregue la autoridad, dependerá - en buena medida - el necesario y equilibrado desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años, tanto en Chile como en Perú.

B.1.7. Riesgo de variación de demanda/oferta y de precio de venta de la energía eléctrica

La proyección de demanda de consumo eléctrico futuro es una información muy relevante para la determinación del precio de mercado.

En Chile, un bajo crecimiento de la demanda, una baja en el precio de los combustibles y un aumento en el ingreso de proyectos de energías renovables variables solar y eólica determinaron durante los últimos años una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

Respecto de los valores de largo plazo, las licitaciones de suministro de clientes regulados concluidas en agosto de 2016 y octubre de 2017 se tradujeron en una baja importante en los precios presentados y adjudicados, reflejando la mayor dinámica competitiva que existe en este mercado y el impacto que está teniendo la irrupción de nuevas tecnologías -solar y eólica fundamentalmente- con una significativa reducción de costos producto de su masificación. Aunque se puede esperar que los factores que gatillan esta dinámica competitiva y tendencia en los precios se mantengan a futuro, es difícil determinar su alcance preciso en los valores de largo plazo de la energía.

Adicionalmente, y dada la diferencia de precios de la energía entre clientes libres y regulados, pudiese ocurrir que ciertos clientes regulados podrían acogerse 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.

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.

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 petróleo diésel, gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares. Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

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

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

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

Al 31 de marzo de 2019, 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.

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

Al 31 de marzo de 2019, las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales.

Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo, con duración menor a 90 días, conocidos como “*money market*”.

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

B.2.4 Riesgo de liquidez

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

Al 31 de marzo de 2019, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$816 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 80 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) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$121 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Éste remanente de intereses y amortizaciones menores se espera cubrir con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de marzo de 2019, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA- por Fitch Ratings y AA por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB por Fitch Ratings, todas con perspectivas estables.

Por su parte, al 31 de marzo de 2019 Fenix contaba con clasificaciones de riesgo internacional Baa3 por Moody's y BBB- por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables y BB por Fitch Ratings, con perspectiva negativa. Al 22 de abril Fitch Ratings revisó el rating de la Compañía, otorgándole una clasificación de riesgo BBB- con perspectiva estable. Al 26 de abril Moody's, revisó el rating de la Compañía otorgándole una clasificación de riesgo Ba1 con perspectiva estable.

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

Información sobre vencimientos contractuales de los principales pasivos financieros se encuentra revelada en la nota 21.c.2 de los Estados Financieros.

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

Con respecto a los riesgos financieros, para efectos de medir su exposición, Colbún elabora análisis de sensibilidad y valor en riesgo con el objetivo de monitorear las posibles pérdidas asumidas por la Compañía en caso que la exposición exista.

El riesgo de tipo de cambio se considera acotado por cuanto los principales flujos de la Compañía (ingresos, costos y desembolsos de proyectos) se encuentran denominada directamente o con indexación al dólar.

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 31 de marzo de 2019 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$4,3 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

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

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

Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 20%. 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 39% 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.