



2° TRIMESTRE 2017



**ANÁLISIS RAZONADO DE LOS  
ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

Al 30 de Junio de 2017

**2T17**  
**INFORME**  
**TRIMESTRAL**

<b>SINÓPSIS DEL PERÍODO</b>	<b>3</b>
<b>GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS</b>	<b>5</b>
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
<b>ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>8</b>
Análisis Resultado Operacional Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
<b>ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO</b>	<b>13</b>
<b>INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS</b>	<b>15</b>
<b>ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO</b>	<b>17</b>
<b>ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS</b>	<b>18</b>
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	18
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	18
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	19
Gestión de Riesgo	21

Conference Call  
 Resultados 2T17

Fecha: viernes 11 de agosto de 2017

Hora: 11:00 AM Eastern Time  
 11:00 AM Chile Time

US Toll Free: 1 888 419 5570  
 International Dial: +1 617 896 9871  
 Password: 742 485 32

[www.colbun.cl](http://www.colbun.cl)

**Contacto Relación con Inversionistas:**

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

Verónica Pubill C.  
[vpubill@colbun.cl](mailto:vpubill@colbun.cl)  
 + (56) 2 24604308

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

## 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** consolidado del segundo trimestre del año 2017 (2T17) alcanzó **US\$158,5 millones**, un 5% mayor que el EBITDA de US\$151,1 millones del segundo trimestre del año 2016 (2T16). El mayor EBITDA se explica principalmente por: (1) mayores ingresos de actividades ordinarias provenientes de un aumento en las ventas a clientes regulados y libres, y mayores ingresos por ventas de energía y potencia en el mercado spot en Chile, y (2) por el mayor aporte de EBITDA proveniente de la operación de Fenix Power Perú, en adelante “Fenix”. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos de materias primas y consumibles explicados principalmente por un mayor consumo de gas, producto de la mayor generación del trimestre con este tipo de combustible, como consecuencia de una hidrología más seca.

**En términos acumulados**, el **EBITDA** a junio 2017 (Jun17) alcanzó **US\$313,3 millones** en comparación con los US\$321,3 millones a junio 2016 (Jun16). La disminución se explica principalmente por: (1) mayores costos de materias primas y consumibles producto de un mayor consumo de gas, como consecuencia de la hidrología más seca y (2) un menor aporte del EBITDA de Fenix. Los mayores costos fueron compensados parcialmente por un aumento en los ingresos de actividades ordinarias, principalmente por mayores ventas a clientes libres y mayores ingresos registrados en la línea “Otros ingresos” producto de la porción del impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas traspasada a clientes libres (ley 20.708). Dicho impuesto entró en vigencia en enero 2017.

■ El **resultado no operacional** el 2T17 presentó una **pérdida de US\$0,9 millones**, que se compara positivamente con la pérdida de US\$29,9 millones en 2T16. La menor pérdida del trimestre se explica principalmente por un ingreso no recurrente por US\$23,4 millones, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos, en nuestra filial Fenix. Este valor representa una utilidad a nivel de combinación de negocios, la cual ha sido registrada de manera prospectiva en el presente período, luego de la evaluación respectiva por parte de la administración.

Por su parte, durante el trimestre se registraron menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período producto de los prepagos por -US\$500 millones realizados en junio y julio del 2016. Estos menores gastos fueron principalmente compensados por mayores gastos registrados en la línea Otras ganancias (pérdidas), los cuales corresponden principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (Ley 20.780), las cuales comenzaron a regir a partir de Ene17.

**En términos acumulados**, el resultado no operacional a Jun17 presentó una **pérdida de US\$21,9 millones**, menor a la pérdida de US\$50,7 millones presentada a Jun16. La menor pérdida se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ El **gasto por impuestos** del 2T17 ascendió a **US\$18,9 millones**, superior a los US\$14,7 millones del 2T16. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos del trimestre.

**En términos acumulados**, el gasto por impuesto a Jun17 ascendió a **US\$32,6 millones**, en línea con los US\$32,2 millones presentados en Jun16.

■ La Compañía presentó en el 2T17 una **ganancia que alcanzó los US\$78,3 millones**, mayor a la ganancia de US\$51,4 millones del 2T16. La mayor ganancia se explica principalmente por la menor pérdida no operacional registrada durante el trimestre anteriormente explicada, y por el aumento en el EBITDA.

**En términos acumulados**, el resultado presenta una ganancia por **US\$138,8 millones**, mayor a la ganancia de US\$127,5 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

■ El **EBITDA** de Fenix totalizó **US\$10,9 millones** al 2T17, mayor que el EBITDA de US\$9,1 millones registrado en el 2T16. El aumento se explica principalmente por menores gastos registrados en la línea “Otros gastos por naturaleza”.

**En términos acumulados**, el **EBITDA** de Fenix a Jun17 alcanzó **US\$22,3 millones** vs. el EBITDA de US\$25,8 millones a Jun16. El menor EBITDA se explica principalmente por menores ingresos de actividades ordinarias producto de menores ventas a clientes regulados y a otras generadoras, principalmente compensado por menores costos de materias primas y consumibles, explicado por menores compras de energía y potencia en el mercado spot.

■ ■ ■ Al cierre del 2T17 Colbún cuenta con una **liquidez** de **US\$680,5 millones** y una **deuda neta** de **US\$1.022,1 millones**.

■ ■ ■ **Proyecto Hidroeléctrico La Mina** (34 MW): La construcción de esta central se llevó a cabo a contar del mes de enero de 2015 hasta abril de 2017 y actualmente se encuentra en periodo de pruebas. La primera sincronización de las unidades 1 y 2 fue realizada de acuerdo a lo planificado en mayo, y producto del menor nivel de afluentes y caudales, se estima que la operación comercial se iniciará durante el tercer trimestre del 2017.

■ ■ ■ Durante los últimos meses Colbún ha suscrito contratos de suministro de mediano plazo con clientes libres por aproximadamente 800 GWh y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos. Los precios y volúmenes de dichos contratos reflejan las actuales condiciones de mercado y la estructura de costos de la Compañía.

■ ■ ■ El 24 de mayo 2017, Colbún y Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) suscribieron un contrato de suministro de gas natural con capacidad reservada de regasificación, proveniente de gas natural licuado (GNL), que le permitirá a Colbún disponer de GNL proveniente de embarques de ERSA y de embarques de terceros proveedores del mercado internacional, para la operación a plena capacidad de hasta un ciclo combinado del Complejo Nehuencho al año, a contar del 1° de enero de 2019 por un período de 12 años. El pago mínimo del contrato podría alcanzar los US\$400 millones aproximadamente durante la vigencia de este.

Posteriormente, en julio Colbún y ERSA acordaron modificar el contrato de suministro de gas natural y capacidad de regasificación, con la finalidad de adelantar su entrada en vigencia y ampliar los volúmenes de capacidad de regasificación originalmente pactados. Con la modificación suscrita, la entrada en vigencia de este se adelanta un año, con lo cual comenzará a ser efectivo a contar del 1° de enero de 2018, extendiéndose su duración a un plazo de 13 años.

Adicionalmente, se acordó aumentar la capacidad de reserva de regasificación ofrecida por ERSA, lo que da la opción a Colbún de ampliar de uno a dos las unidades de ciclo combinado de su complejo Nehuencho que podrán operar en base a este combustible.

■ ■ ■ En el mes de julio, Fenix anunció la adjudicación de un contrato de suministro de energía de mediano plazo con un cliente libre, por un volumen aproximado de 830 GWh de energía en un plazo de 5 años a partir de enero de 2018.

■ ■ ■ El 29 de mayo 2017, Standard & Poor’s elevó la clasificación de riesgo internacional de Colbún desde BBB- a BBB, situándola en perspectiva estable, como resultado de la consolidación de resultados que ha mostrado la Compañía en los últimos años.

**Tabla 1: Resumen Consolidado Chile y Perú (US\$ millones)**

Cifras Acumuladas		Resumen	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
732,7	775,6	Ingresos de actividades ordinarias	370,1	393,5	6%	6%
321,3	313,3	EBITDA	151,1	158,5	(3%)	5%
127,5	138,8	Ganancia del Ejercicio	51,4	78,3	9%	52%
1.161,2	1.022,1	Deuda Neta	1.161,2	1.022,1	(12%)	(12%)
5.487	5.551	Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.731	2.796	1%	2%
1.791	1.383	Ventas de energía contratada Perú (GWh)	895	713	(23%)	(20%)
6.535	6.578	Generación total Chile (GWh)	3.313	3.386	1%	2%
1.463	1.789	Generación total Perú (GWh)	800	1.074	22%	34%

## 2. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

### 2.1 Generación y Ventas Físicas Chile

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T16, 2T17 y acumulado a Jun16 y Jun17.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
6.403	6.383	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	3.244	3.273	(0%)	1%
3.267	3.233	Clientes Regulados	1.622	1.579	(1%)	(3%)
2.221	2.317	Clientes Libres	1.109	1.217	4%	10%
916	832	Ventas en el Mercado Spot	513	477	(9%)	(7%)
1.551	1.594	<b>Potencia (MW)</b>	1.586	1.581	3%	(0%)
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
6.535	6.578	<b>Total Generación (GWh)</b>	3.313	3.386	1%	2%
2.626	2.337	Hidráulica	1.338	1.248	(11%)	(7%)
2.240	2.549	Térmica Gas	1.028	1.248	14%	21%
208	166	Térmica Diésel	205	123	(20%)	(40%)
1.423	1.474	Térmica Carbón	724	738	4%	2%
37	51	Eólica - Punta Palmeras	18	29	37%	59%
0	0	<b>Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	0	0	-	-
916	832	<b>Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)</b>	513	477	(9%)	(7%)

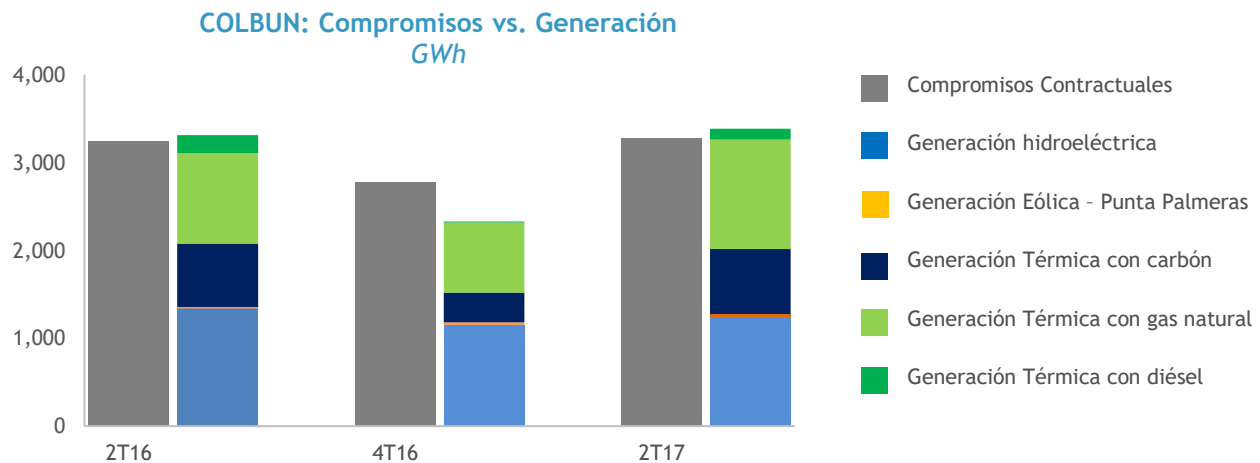
Las ventas físicas durante el 2T17 alcanzaron 3.273 GWh, manteniéndose en línea en comparación a igual período del año anterior. Por su parte, la generación del trimestre aumentó levemente en un 2% respecto al 2T16, principalmente por una mayor generación térmica eficiente en base a gas natural (220 GWh t/t) y carbón (14 GWh t/t), compensado en parte por una disminución en la generación hidroeléctrica (90 GWh t/t) y diésel (82 GWh t/t).

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 477 GWh, comparado con ventas netas de 513 GWh registradas en el 2T16. Durante el trimestre, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, carbón y gas natural).

**En términos acumulados**, las ventas físicas y la generación total de Colbún alcanzaron a Jun17 6.383 GWh y 6.578 GWh respectivamente, manteniéndose en línea en comparación a Jun16. Por su parte, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 832 GWh a Jun17, menores a las ventas netas por 916 GWh registradas en igual período del año anterior.

**Mix de Generación en Chile:** El año hidrológico (Abr17-Mar18) iniciado en Abr17 ha presentado un menor nivel de afluentes y caudales en las principales cuencas hidrológicas del SIC con respecto al período anterior. Por su parte, el agua caída durante el 2T17 no ha sido suficiente para subsanar el déficit hídrico en centrales de embalse y pasada del sistema. Lo anterior ha resultado en una menor generación hidráulica con respecto a igual periodo del año 2016 y en un aumento en los costos marginales del sistema. A modo de ejemplo, la probabilidad de excedencia de caudales acumulado durante el año hidrológico (Abr17-Mar18), por cuencas de norte a sur es: Aconcagua: 47%; Armerillo-Maule: 90%; Abanico: 90%; Canutillar: 43%; El Laja: 86%.

Durante el segundo trimestre del 2017 el SIC tuvo una disminución en la generación hidroeléctrica con respecto a igual periodo del año 2016 (4.112 GWh en 2T16 vs. 3.406 GWh en 2T17), explicado principalmente a un menor nivel de afluentes y caudales en las principales cuencas hidrológicas del SIC. La menor generación hidroeléctrica del sistema fue en parte compensada por un aumento en la generación de energías intermitentes solar y eólica (1.450 GWh en 2T16 vs. 2.090 GWh en 2T17) y un aumento de la generación termoeléctrica con gas (2.775 GWh en 2T16 vs. 3.380 GWh en 2T17). Por su parte la generación térmica a carbón y diésel disminuyeron con respecto al 2T16 (4.355 GWh en 2T16 vs. 4.075 GWh en 2T17 y 451 GWh en 2T16 vs. 402 GWh en 2T17) respectivamente. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó en un 9% desde US\$67/MWh en el 2T16 a US\$73/MWh en el 2T17.





## 2.2 Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla 3 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T16, 2T17 y acumulado a Jun16 y Jun17 de Fenix.

**Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú**

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
1.862	1.838	Total Ventas Físicas (GWh)	966	1.049	(1%)	9%
1.791	1.383	Clientes bajo Contrato	895	713	(23%)	(20%)
71	455	Ventas en el Mercado Spot	71	336	537%	371%
561	559	Potencia (MW)	562	555	(1%)	(1%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
1.463	1.789	Total Generación (GWh)	800	1.074	22%	34%
1.463	1.789	Térmica Gas	800	1.074	22%	34%
264	93	Compras en el Mercado Spot (GWh)	147	0	(65%)	-
(193)	362	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(76)	336	-	-

**En términos trimestrales**, los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T17 alcanzaron 713 GWh, un 20% menores respecto al 2T16, principalmente por los términos de contratos bilaterales de corto plazo durante el 2016. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.074 GWh en el 2T17 vs. 800 GWh en el 2T16. La mayor generación del trimestre se explica principalmente por la mayor disponibilidad de la central respecto al 2T16 producto de la limitación de transporte de gas y la desconexión de la CT Fenix, debido al mantenimiento mayor realizado en junio del 2016. Lo anterior implicó que **un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia** y que el balance en el mercado spot alcanzara un nivel de ventas netas de 336 GWh en el 2T17 vs. compras netas por 76 GWh en 2T16.

**En términos acumulados**, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun17 alcanzaron 1.383 GWh, disminuyendo un 23% respecto a igual período del año anterior, explicado por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.789 GWh a Jun17, aumentando un 22% respecto a Jun16, también explicado por las mismas razones que en términos trimestrales. Lo anterior implicó que a Jun17 un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia y se realizaran ventas netas en el mercado spot por 362 GWh vs. compras netas por 193 GWh a Jun16.

**Mix de Generación en Perú:** Durante 2T17 se han presentado condiciones hidrológicas más húmedas que el segundo trimestre del año anterior. La cuenca del río Mantaro, la cual abastece al principal complejo hidroeléctrico del Perú: CH Mantaro y CH Restitución (900 MW) presentó una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia de 4% al término del 2T17 vs. 71% en el 2T16.

La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 32% respecto a igual periodo del año 2016, debido principalmente a la entrada de nuevas plantas hidráulicas por aproximadamente 1.000 MW durante el período agosto - diciembre 2016 y a las mejores condiciones hidrológicas presentadas durante el período. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó un 26% en comparación con el 2T16 dadas la mayor generación hidroeléctrica del sistema.

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T16, 2T17 y acumulado a Jun16 y Jun17.

Tabla 4: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
<b>732,7</b>	<b>775,6</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>370,1</b>	<b>393,5</b>	<b>6%</b>	<b>6%</b>
392,0	398,7	Venta a Clientes Regulados	183,0	194,2	2%	6%
179,1	195,0	Venta a Clientes Libres	88,2	101,1	9%	15%
66,4	73,6	Ventas de Energía y Potencia	41,9	47,0	11%	12%
93,8	95,5	Peajes	56,5	44,8	2%	(21%)
1,3	12,8	Otros Ingresos	0,6	6,5	900%	1052%
<b>(357,0)</b>	<b>(411,3)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(192,0)</b>	<b>(209,7)</b>	<b>15%</b>	<b>9%</b>
(90,8)	(94,7)	Peajes	(47,3)	(45,0)	4%	(5%)
(23,7)	(18,5)	Compras de Energía y Potencia	(15,7)	(8,1)	(22%)	(48%)
(140,9)	(192,2)	Consumo de Gas	(68,6)	(97,7)	36%	42%
(25,3)	(23,6)	Consumo de Petróleo	(23,2)	(16,6)	(7%)	(29%)
(35,5)	(37,9)	Consumo de Carbón	(16,9)	(19,6)	7%	16%
(40,8)	(44,6)	Otros	(20,4)	(22,7)	9%	11%
<b>375,7</b>	<b>364,2</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>178,2</b>	<b>183,8</b>	<b>(3%)</b>	<b>3%</b>
(32,1)	(34,7)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,0)	(17,7)	8%	10%
(22,3)	(16,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(11,1)	(7,7)	(27%)	(31%)
(110,9)	(119,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(55,1)	(60,4)	8%	10%
<b>210,4</b>	<b>193,3</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>96,1</b>	<b>98,1</b>	<b>(8%)</b>	<b>2%</b>
<b>321,3</b>	<b>313,3</b>	<b>EBITDA</b>	<b>151,1</b>	<b>158,5</b>	<b>(3%)</b>	<b>5%</b>
5,4	5,3	Ingresos Financieros	2,7	2,8	(2%)	1%
(59,5)	(40,4)	Gastos Financieros	(32,0)	(20,2)	(32%)	(37%)
(0,1)	-	Resultados por Unidades de Reajuste	(0,1)	-	-	-
5,0	1,4	Diferencias de Cambio	1,9	0,8	(72%)	(58%)
3,1	1,8	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,7	1,1	(40%)	(33%)
(4,7)	10,0	Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,2)	14,6	(313%)	(448%)
<b>(50,7)</b>	<b>(21,9)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(29,9)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(57%)</b>	<b>(97%)</b>
<b>159,7</b>	<b>171,4</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>66,1</b>	<b>97,2</b>	<b>7%</b>	<b>47%</b>
(32,2)	(32,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(14,7)	(18,9)	1%	29%
<b>127,5</b>	<b>138,8</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>51,4</b>	<b>78,3</b>	<b>9%</b>	<b>52%</b>
<b>123,7</b>	<b>124,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>51,5</b>	<b>67,3</b>	<b>0%</b>	<b>31%</b>
<b>3,8</b>	<b>14,6</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(0,1)</b>	<b>11,0</b>	<b>288%</b>	<b>-</b>

(\*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la SVS, 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 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	jun-16	dic-16	jun-17
Chile (CLP / US\$)	661,37	669,47	664,29
Chile UF (CLP/UF)	26.052,07	26.347,98	26.665,09
Perú (Pen / US\$)	3,29	3,36	3,26



### 3.1. Análisis Resultado Operacional Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T16, 2T17 y acumulado a Jun16 y Jun17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
622,1	681,0	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	315,2	346,6	9%	10%
318,2	339,1	Venta a Clientes Regulados	147,3	165,0	7%	12%
179,1	187,2	Venta a Clientes Libres	88,2	97,3	4%	10%
51,4	68,5	Ventas de Energía y Potencia	35,5	43,3	33%	22%
72,4	75,9	Peajes	44,0	35,8	5%	(19%)
1,0	10,3	Otros Ingresos	0,2	5,1	973%	2034%
<b>(282,9)</b>	<b>(343,0)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(150,2)</b>	<b>(175,8)</b>	<b>21%</b>	<b>17%</b>
(71,1)	(77,5)	Peajes	(36,3)	(36,6)	9%	1%
(12,5)	(15,6)	Compras de Energía y Potencia	(6,9)	(8,1)	25%	17%
(104,1)	(149,1)	Consumo de Gas	(48,6)	(74,7)	43%	54%
(25,3)	(23,6)	Consumo de Petróleo	(23,2)	(16,6)	(7%)	(29%)
(35,5)	(37,9)	Consumo de Carbón	(16,9)	(19,6)	7%	16%
(34,4)	(39,4)	Otros	(18,2)	(20,2)	15%	11%
<b>339,2</b>	<b>337,9</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>165,0</b>	<b>170,8</b>	<b>(0%)</b>	<b>3%</b>
(29,2)	(32,0)	Gastos por Beneficios a Empleados	(15,0)	(16,3)	9%	8%
(14,5)	(15,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(8,0)	(7,0)	4%	(13%)
(95,0)	(103,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(47,1)	(52,3)	9%	11%
<b>200,5</b>	<b>187,1</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN (*)</b>	<b>94,9</b>	<b>95,2</b>	<b>(7%)</b>	<b>0%</b>
<b>295,5</b>	<b>291,0</b>	<b>EBITDA</b>	<b>142,0</b>	<b>147,6</b>	<b>(2%)</b>	<b>4%</b>

(\*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado excluye la línea "Otras ganancias (pérdidas)" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la SVS, 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 2T17 ascendieron a US\$346,6 millones**, aumentando un 10% respecto al 2T16, debido principalmente a: (1) mayores ventas a clientes regulados y libres; (2) mayores ingresos por ventas de energía y potencia en el mercado spot y (3) mayores "Otros Ingresos" operacionales debido principalmente a la porción del impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (que entró en vigencia en enero de 2017) traspasada a clientes libres. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos por peajes, explicado por menores ingresos tarifarios recibidos en 2017 en comparación con el mismo período del año anterior, producto del efecto de liquidación anual de peajes y menor generación hidráulica durante el trimestre.

**En términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Jun17 ascendieron a **US\$681,0 millones**, aumentando un 9% respecto a igual período del año anterior. Los mayores ingresos del período se explican principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, sumadas a mayores ingresos por concepto de peajes producto de un aumento del cargo único a clientes regulados por decreto precio nudo publicado en julio 2016.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron en términos trimestrales un 17%**, explicado principalmente por: (1) un mayor consumo de gas para compensar la menor generación hidroeléctrica del período, y (2) mayores costos registrados en la línea "Otros" correspondientes a aquella porción del impuesto a las emisiones asociada a clientes libres. Los mayores costos del trimestre fueron parcialmente compensados por un menor consumo de diésel.

**En términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles a Jun17 ascendieron a **US\$343,0 millones**, aumentando un 21% respecto a Jun16. Los mayores costos se explican por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

En **términos trimestrales**, el **EBITDA aumentó un 4%** respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando US\$147,6 millones. El aumento se explica principalmente por mayores ingresos de actividades ordinarias, compensado por un mayor consumo de combustibles durante el trimestre para compensar la menor generación hidroeléctrica.

En **términos acumulados**, el **EBITDA disminuyó** desde US\$295,5 millones a Jun16 a **US\$291,0 millones a Jun17**. El menor EBITDA se explica principalmente por mayores costos de materias primas y consumibles producto de la menor generación hidráulica, compensado por mayores ingresos de actividades ordinarias.

### 3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T16, 2T17 y acumulado a Jun16 y Jun17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
110,5	94,6	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	55,0	47,0	(14%)	(15%)
73,8	59,6	Ventas a clientes Regulados	35,7	29,2	(19%)	(18%)
0,0	7,8	Venta a Clientes Libres	0,0	3,8	-	-
15,0	5,1	Ventas Otras Generadoras	6,4	3,7	(66%)	(43%)
21,4	19,6	Peajes	12,5	9,0	(9%)	(28%)
0,3	2,5	Otros Ingresos	0,3	1,3	681%	100%
(74,1)	(68,3)	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(41,8)	(34,0)	(8%)	(19%)
(19,7)	(17,2)	Peajes	(11,0)	(8,4)	(12%)	(23%)
(11,2)	(2,9)	Compras de Energía y Potencia	(8,7)	(0,0)	(74%)	-
(36,8)	(43,1)	Consumo de Gas	(19,9)	(23,0)	17%	15%
(6,4)	(5,2)	Otros	(2,1)	(2,5)	(19%)	18%
36,4	26,3	<b>MARGEN BRUTO</b>	13,2	13,0	(28%)	(1%)
(2,9)	(2,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,0)	(1,4)	(4%)	47%
(7,7)	(1,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(3,1)	(0,7)	(84%)	(78%)
(15,9)	(16,1)	Gastos por Depreciación y Amortización	(7,9)	(8,0)	1%	1%
9,9	6,3	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	1,2	2,9	(37%)	146%
25,8	22,3	<b>EBITDA</b>	9,1	10,9	(14%)	20%

Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 2T17 ascendieron a US\$47,0 millones**, disminuyendo un 15% con respecto al 2T16, explicado principalmente por menores ventas a clientes regulados y a otras generadoras debido al vencimiento de contratos bilaterales y por menores ingresos por peajes. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres y mayores otros ingresos. En **términos acumulados**, los ingresos de actividades ordinarias a Jun17 ascendieron a **US\$94,6 millones**, disminuyendo un 14% respecto a Jun16, explicado por las mismas razones que en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron un 19%** respecto a igual trimestre del año anterior. La disminución respecto a 2T16 se explica principalmente porque el trimestre no registró compras en el mercado spot y por menores costos por peajes, compensado en parte por un mayor consumo de gas, producto de la mayor generación del trimestre.

En **términos acumulados**, los costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron **US\$68,3 millones** a Jun17, disminuyendo un 8% con respecto a Jun16. La disminución se explica por las mismas razones que

explican las variaciones trimestrales, también compensado principalmente por un mayor consumo de gas producto de la mayor generación del período.

El **EBITDA de Fenix alcanzó US\$10,9 millones** en 2T17 vs. US\$9,1 millones en 2T16. El aumento se explica principalmente por menores gastos registrados en la línea “Otros gastos por naturaleza” correspondientes a una mayor provisión por incobrabilidad de deudores por venta contabilizada en 2016.

**En términos acumulados**, el EBITDA de Fenix a Jun17 alcanzó **US\$22,3 millones** vs. US\$25,8 millones a Jun16. La disminución se explica principalmente menores ingresos de actividades ordinarias, parcialmente compensado por menores costos de materias primas y consumibles utilizados.

### 3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T16, 2T17 y acumulado a Jun16 y Jun17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
5,4	5,3	Ingresos Financieros	2,7	2,8	(2%)	1%
(59,5)	(40,4)	Gastos Financieros	(32,0)	(20,2)	(32%)	(37%)
5,0	1,4	Diferencias de Cambio	1,9	0,8	(72%)	(58%)
3,1	1,8	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,7	1,1	(40%)	(33%)
(4,7)	10,0	Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,2)	14,6	(313%)	(448%)
<b>(50,7)</b>	<b>(21,9)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(29,9)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(57%)</b>	<b>(97%)</b>
<b>159,7</b>	<b>171,4</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>66,1</b>	<b>97,2</b>	<b>7%</b>	<b>47%</b>
(32,2)	(32,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(14,7)	(18,9)	1%	29%
<b>127,5</b>	<b>138,8</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>51,4</b>	<b>78,3</b>	<b>9%</b>	<b>52%</b>
<b>123,7</b>	<b>124,2</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>51,5</b>	<b>67,3</b>	<b>0%</b>	<b>31%</b>
<b>3,8</b>	<b>14,6</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>(0,1)</b>	<b>11,0</b>	<b>288%</b>	<b>-</b>

El **resultado no operacional** el 2T17 presentó una **pérdida de US\$0,9 millones**, que se compara positivamente con la pérdida de US\$29,9 millones en 2T16. La menor pérdida del trimestre se explica principalmente por un ingreso no recurrente por US\$23,4 millones, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos, en nuestra filial Fenix. Este valor representa una utilidad a nivel de combinación de negocios, la cual ha sido registrada de manera prospectiva en el presente período, luego de la evaluación respectiva por parte de la administración.

Por su parte, durante el trimestre se registraron menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período producto de los prepagos por -US\$500 millones realizados en junio y julio del 2016. Estos menores gastos fueron principalmente compensados por mayores gastos registrados en la línea Otras ganancias (pérdidas), los cuales corresponden principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de las centrales térmicas (Ley 20.780), las cuales comenzaron a regir a partir de Ene17.

**En términos acumulados**, el resultado no operacional a Jun17 presentó una **pérdida de US\$21,9 millones**, menor a la pérdida de US\$50,7 millones presentada a Jun16. La menor pérdida se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.



El **gasto por impuestos a las ganancias** del 2T17 ascendió a **US\$18,9 millones**, superior a los US\$14,7 millones del 2T16. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos del trimestre.

**En términos acumulados**, el gasto por impuesto a Jun17 ascendió a **US\$32,6 millones**, en línea con los US\$32,2 millones presentados en Jun16, pese a que la utilidad antes de impuesto acumulada del período haya sido mayor en comparación a Jun16. El gasto por impuesto se mantiene en línea dado que el ingreso no recurrente por US\$23,4 millones anteriormente explicado (por el registro de un activo por impuesto diferido) no afecta la determinación de gastos por impuestos del período.

## 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2016 y al 30 de junio de 2017. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-16	jun-17	Var	Var %
Activos corrientes	947,6	979,5	31,9	3%
Activos no corrientes	5.875,0	5.846,3	(28,7)	(0%)
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.822,6</b>	<b>6.825,8</b>	<b>3,2</b>	<b>0%</b>
Pasivos corrientes	360,1	278,4	(81,6)	(23%)
Pasivos no corrientes	2.672,7	2.662,4	(10,3)	(0%)
Patrimonio neto	3.789,8	3.884,9	95,1	3%
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.822,6</b>	<b>6.825,8</b>	<b>3,2</b>	<b>0%</b>

**Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$979,5 millones, aumentando un 3% con respecto al cierre de Dic16, explicado principalmente por un aumento del Efectivo y Efectivo Equivalente producto de los flujos provenientes de actividades de la operación.

**Activos No Corrientes:** Registraron US\$5.846,3 millones al cierre de Jun17, disminuyendo levemente con respecto al saldo existente a Dic16 producto de la depreciación de activo fijo, compensado en parte por el capex del período.

**Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$278,4 millones al cierre de Jun17, lo cual implicó una disminución de US\$81,6 millones en relación al cierre de Dic16. Esta variación se explica principalmente por: (1) pago del dividendo provisorio en enero 2017 por US\$45,8 millones, (2) pago del dividendo definitivo en mayo 2017 por US\$53,2 millones, y (3) mayor pago por impuesto a la renta en abril del 2017. Estos efectos fueron compensados por las mayores compras de combustibles producto de la menor hidrología.

**Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$2.662,4 millones al cierre de Jun17, manteniéndose en línea en comparación con Dic16.

**Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.884,9 millones, lo cual significó un aumento de un 3% en relación al cierre de Dic16. Este aumento se debe principalmente a la utilidad del período, por las razones explicadas anteriormente.

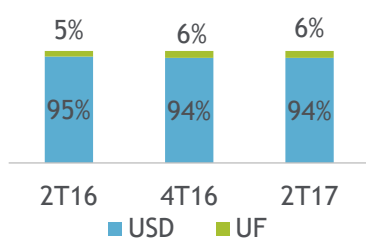
**Análisis de Deuda:** La Deuda Financiera alcanzó US\$1.702,6 millones, en línea con respecto a Dic16. Por su parte, las Inversiones Financieras totalizaron en US\$680,5 millones aumentando levemente en comparación a Dic16, explicado principalmente por los flujos provenientes de actividades de la operación. Dado lo anterior, la Deuda Neta totalizó en US\$1.022,1 millones. Por su parte, el EBITDA LTM (últimos 12 meses) se mantuvo en línea con respecto al cierre del 2016.

El ratio Deuda Neta/EBITDA LTM se mantuvo en relación al cierre de Dic16 en 1,7 veces.

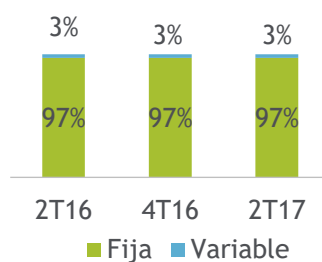
La vida media de la Deuda Financiera de largo plazo es de 4,6 años.

La tasa promedio de la Deuda Financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,95%.

### Deuda por Moneda\*



### Tasa de Deuda\*



\*Incluye los derivados asociados

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

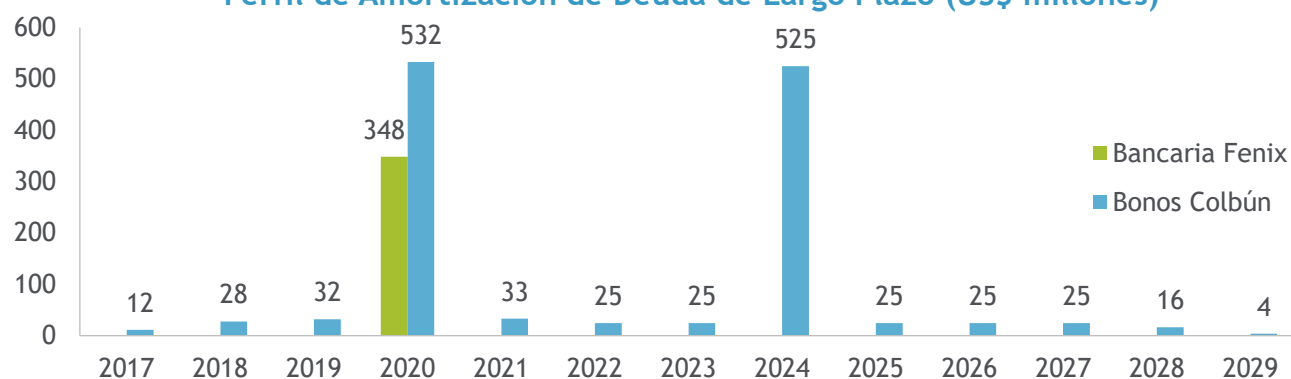


Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-16	jun-17	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.710,0	1.702,6	(7,4)	(0%)
Inversiones Financieras**	667,0	680,5	13,5	2%
Deuda Neta	1.043,0	1.022,1	(20,9)	(2%)
EBITDA LTM	601,7	593,7	(8,1)	(1%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,7	1,7	(0,0)	(1%)

(\*) El monto incluye deuda bancaria de US\$347,7 millones y leasing financiero de US\$15,4 millones, asociados a Fenix sin recurso a 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.



## 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 11: Índices Financieros**

Indicador	dic-16	jun-17	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,63	3,52	33,7%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,51	3,37	34,5%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,80	0,76	(5,4%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,87%	9,47%	(20,3%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,13%	90,53%	2,7%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,63	4,36	20,1%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,49%	5,66%	3,1%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,93%	3,13%	6,8%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	6,62%	6,40%	(3,3%)

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

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

■ ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de 3,52x y 3,37x a Jun17 respectivamente, aumentando con respecto a Dic16 un 33,8% y 34,6% respectivamente, debido a: (1) un aumento en los activos corrientes explicado principalmente por un aumento del Efectivo y Efectivo equivalente producto de los flujos provenientes de actividades de operación, (2) la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago de dividendos por US\$99 millones durante el período.

■ ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,76x a Jun17, comparado con el valor de 0,80x a Dic16. La disminución de 4,8% se explica principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago del dividendo provisorio explicado anteriormente y por el aumento en el patrimonio neto producto de las utilidades del período.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Jun17 fue de 9,47%, un 20,3% menor al valor de 11,87% obtenido a Dic16, explicado principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago del dividendo provisorio.

■ ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Jun17 fue de 90,53%, un 2,7% mayor al valor de 88,13% obtenido a Dic16, explicado principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación antes mencionado.

■ ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Jun17 fue de 4,36x, mayor al valor de 3,63x obtenido a Dic16, producto de la mayor ganancia antes de impuestos registrada y porque durante el período se registraron menores gastos financieros, explicados por la menor deuda financiera vigente en el período producto de los prepagos por -US\$500 millones realizados durante el año 2016. La mayor ganancia del trimestre se explica principalmente por un ingreso no recurrente por US\$23,4 millones, como se explicó anteriormente.

■ ■ La **Rentabilidad Patrimonial** y la **Rentabilidad del Activo** del trimestre fueron de 5,66% y 3,13%, aumentando en relación a Dic16. El aumento en la rentabilidad patrimonial se debe principalmente a que la utilidad LTM a Jun17 aumentó con respecto a Dic16, producto del ingreso no recurrente explicado anteriormente y a que el patrimonio a Jun17 es superior a igual período del año 2016 producto de las utilidades acumuladas. Por su parte, el aumento en la rentabilidad del activo se explica principalmente por el aumento en el resultado de operación.

■ ■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** del trimestre fue de 6,40%, menor al rendimiento obtenido a Dic16. La disminución se explica principalmente debido al menor resultado de la operación.

## 6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



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

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-16	jun-17		2T16	2T17	Ac/Ac	T/T
1.080,8	667,0	<b>Efectivo Equivalente Inicial*</b>	1.081,9	664,2	(38%)	(39%)
307,0	236,4	Flujo Efectivo de la Operación	154,8	124,2	(23%)	(20%)
(416,6)	(152,4)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(334,4)	(76,4)	(63%)	(77%)
(112,1)	(71,5)	Flujo Efectivo de Inversión**	(36,7)	(31,1)	(36%)	(15%)
(221,7)	12,5	<b>Flujo Neto del Periodo</b>	<b>(216,3)</b>	<b>16,6</b>	-	-
9,0	1,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	2,4	(0,4)	(89%)	-
<b>868,1</b>	<b>680,5</b>	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>868,1</b>	<b>680,5</b>	<b>(22%)</b>	<b>(22%)</b>

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

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

Durante el 2T17, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto positivo de US\$16,6 millones**, comparado con el Flujo de Efectivo neto negativo de US\$213,3 millones del trimestre anterior.

■ ■ ■ **Actividades de la operación:** Durante el 2T17 se generó un flujo neto positivo de US\$124,2 millones, disminuyendo un 20% respecto al 2T16. La disminución se explica principalmente por: (1) mayor tasa de pagos provisionales mensuales y (2) mayor pago por impuesto a la renta.

**En términos acumulados**, se registró un flujo neto positivo de US\$236,4 millones a Jun17, disminuyendo un 23% en relación a Jun16, explicado por las mismas razones que en términos trimestrales y por mayores pagos a proveedores a Jun17.

■ ■ ■ **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$76,4 millones durante el 2T17, que se compara con el flujo neto negativo de US\$334,4 millones al 2T16. El mayor flujo neto negativo del 2T16 está asociado principalmente a los prepagos de deuda financiera por US\$240,8 millones durante dicho trimestre.

**En términos acumulados**, se registró un flujo neto negativo de US\$152,4 millones a Jun17, menor que el flujo neto negativo de US\$416,6 millones a Jun16, explicado por las mismas razones que en términos trimestrales.

■ ■ ■ **Actividades de inversión:** Generaron un flujo neto negativo de US\$31,1 millones durante el 2T17, menor que los desembolsos por US\$36,7 millones al 2T16. El menor flujo neto negativo de este trimestre estuvo principalmente asociado al Proyecto La Mina cuya construcción finalizó en abril 2017.

**En términos acumulados**, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$71,5 millones a Jun17, menores a los desembolsos por US\$112,1 millones a Jun16, explicado principalmente por la compra de los activos de SunEdison en Chile.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.852 MW, conformada por 2.255 MW en unidades térmicas y 1.597 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile, donde representa cerca del 21% del mercado y también opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 7% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de energía producida.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen a comprometer a través de contratos que le permitan maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural, por cuanto dependen de condiciones exógenas como la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas natural y carbón). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la Compañía procura contratar en el largo plazo sus fuentes de generación (propias o adquiridas a terceros) con costos eficientes y eventualmente, en caso de existir déficit/superávit se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

### 7.1 Perspectiva De Mediano Plazo Chile

El año hidrológico iniciado en abril de 2017 ha presentado condiciones secas, mostrando precipitaciones menores respecto a un año normal, al 30 de junio la probabilidad de excedencia del SIC alcanzó un 91%. 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 ERSA y con Metrogas para el período 2017-2019. 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.

Adicionalmente, el 24 de mayo de 2017, se suscribió con ERSA un nuevo contrato de suministro de gas natural con capacidad reservada de regasificación, que permitirá dar continuidad operativa al Complejo Nehuenco. El cual posteriormente fue modificado el día 26 de julio del 2017 por Colbún y ERSA, con la finalidad de adelantar su entrada en vigencia y ampliar los volúmenes de capacidad de regasificación originalmente pactados. Con la modificación suscrita, la entrada en vigencia de este se adelanta un año, con lo cual comenzará a ser efectivo a contar del 1° de enero de 2018, extendiéndose su duración a un plazo de 13 años.

Durante los últimos meses Colbún ha suscrito contratos de suministro de mediano plazo con clientes libres por aproximadamente 800 GWh y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos. Los precios y volúmenes de dichos contratos reflejan las actuales condiciones de mercado y la estructura de costos de la Compañía.

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 Perú

El segundo trimestre del año 2017 se ha desarrollado con una condición hidrológica húmeda y con menores tasas de crecimiento de la demanda.

El comportamiento futuro de los costos marginales estará supeditado principalmente al comportamiento de la demanda, a la hidrología y a la variación en los precios de los *commodities*.

### 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 busca 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 madurez, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos, fuentes variables y sus respectivas líneas de transmisión.

#### Proyectos en ejecución

■ ■ ■ **Proyecto Hidroeléctrico La Mina (34 MW):** Este proyecto se ubica en la comuna de San Clemente, aproximadamente 110 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 34 MW y una generación media anual de 190 GWh. El proyecto aprovecha el potencial hidráulico del río Maule a partir de una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyendo las aguas 2 km más abajo del punto de captación. La energía generada se inyecta en 220 kV al SIC, en la subestación Loma Alta, a través de una línea de alta tensión (LAT) de simple circuito de 66 kV y 25 km.

La construcción de esta central se llevó a cabo a contar del mes de enero de 2015 hasta abril de 2017 y actualmente se encuentra en periodo de pruebas. La primera sincronización de las unidades 1 y 2 fue realizada en mayo, se estima que la operación comercial se iniciará durante el tercer trimestre del 2017. El monto de la inversión, incluida la línea de transmisión, es de aproximadamente US\$131 millones.

#### Proyectos en desarrollo

■ ■ ■ **Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW):** San Pedro se ubica a unos 25 km al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas en el proyecto, éste tendrá un caudal de diseño estimado de 460 m<sup>3</sup>/s (+10% con sobre apertura) y una capacidad instalada aproximada entre 160 MW - 170 MW para una generación anual de 950 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.

En junio de 2015 se hizo el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al proyecto, el cual fue admitido inicialmente a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de Los Ríos. Sin embargo, en agosto de 2015, la autoridad terminó anticipadamente el proceso por falta de información esencial.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía se encuentra preparando los antecedentes para realizar el reingreso del EIA y en paralelo, desarrollando un plan de acción con los municipios, servicios públicos, autoridades regionales, comunidades indígenas con el objeto de socializar el proyecto con estos actores.

El proyecto considera una Línea de Transmisión denominada LAT San Pedro-Ciruelos la cual permitirá evacuar la energía de la central al SIC mediante una línea de 220 kV y 47 km. de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

■ ■ ■ **Proyecto Guaiquivilo Melado:** El proyecto central hidroeléctrica Guaiquivilo Melado es un complejo hidroeléctrico 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 SIC 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.

Durante el segundo trimestre de 2017 continúa la preparación del Estudio de Impacto Ambiental y el desarrollo de ingeniería de las últimas adecuaciones al proyecto.

■ ■ ■ **Proyecto Los Cuartos:** 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.

El proyecto se encuentra en definición desde el punto de vista del negocio para poder continuar su desarrollo en la etapa de ingeniería básica.

■ ■ ■ **Proyecto El Médano:** El Médano es un proyecto hidroeléctrico, que se ubica a continuación del proyecto La Mina en el río Maule, esto es en la comuna de San Clemente, aproximadamente 100 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 6 MW y una generación media anual de 26 GWh, cuya energía generada se evacuará a través de la línea de transmisión de CH La Mina. El Médano está concebida como una obra compacta, es decir, en una misma estructura se concentra la captación, la casa de máquinas y la restitución al río.

Durante el segundo trimestre de 2017 se continuó con el desarrollo de ingeniería básica y con la preparación de los antecedentes para realizar el ingreso a tramitación de la DIA, ingreso que fue realizado en julio.

■ ■ ■ **Proyectos de fuentes variables:** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación provenientes de fuentes variables, estableciéndose como meta que al año 2025 un 20% provenga de este tipo de tecnologías. Más allá de esta regulación, se ha observado un gran aumento de la competitividad especialmente de la generación solar y eólica, por lo que debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia o variabilidad, para Colbún es relevante crecer en estas fuentes de generación a través de distintas modalidades.

En este contexto, en el año 2013 Colbún firmó un contrato con Comasa para la compra de atributos energía renovable, y con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos de energía renovable que genere el parque eólico Punta Palmeras de 45 MW, ubicado en la comuna de Canela.

Durante el primer semestre del año 2016 se concretaron iniciativas tales como la compra de parte de los activos de SunEdison en Chile, que involucró el traspaso de activos de dos proyectos solares fotovoltaicos en desarrollo por un total de 202 MW, contratos de suministro a clientes regulados y suscripción de un contrato de compra de energía solar y atributos de energía renovable por 200 GWh/año.

Adicionalmente, también durante el 2016 se suscribió un contrato de compra de energía solar y atributos energía renovable por 500 GWh/año con Total SunPower.

En adición a lo anterior, este año 2017 Colbún está desarrollando un proyecto PMGD (Pequeño Medio de Generación Distribuida) - fotovoltaico de 9 MW en la Región Metropolitana a través de su filial Inversiones Sud SpA.



■ ■ ■ **HidroAysén:** Colbún participa en un 49% de la propiedad de HidroAysén S.A.

Colbún S.A. ha ratificado que el desarrollo del potencial hidroeléctrico de la Región de Aysén presenta beneficios para el crecimiento del país y que la opción de participar en él presenta para la empresa una fuente potencial de generación de valor de largo plazo. Ello sin perjuicio de la natural incertidumbre sobre los plazos y contenidos de las resoluciones de las instancias judiciales a las cuales HidroAysén ha recurrido y de los procesos que conduce el gobierno sobre políticas energéticas de largo plazo para dicha región. También afecta dicho potencial muchos de los eventuales cambios al Código de Aguas que se discute actualmente en el Congreso Nacional.

■ ■ ■ **Proyecto Unidad II del Complejo Santa María (350 MW):** El proyecto está ubicado en la comuna de Coronel, Región del Biobío, y considera una capacidad de 350 MW. Actualmente, Colbún cuenta con el permiso ambiental aprobado para desarrollar esta segunda unidad del complejo.

Durante el año 2014-2015 se mejoró su diseño, incorporando nueva tecnología para cumplir con la exigente norma de emisiones vigente desde el 1 de enero de 2012. Respecto al desarrollo de este proyecto, Colbún ha decidido diferir la construcción de la segunda unidad del complejo termoeléctrico Santa María mientras no estén dadas las condiciones ni de mercado ni sociales para ejecutar la iniciativa.

## 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 Chile, el 48% de la capacidad instalada de Colbún es hidráulica, por lo que la Compañía está expuesta a las variables hidrológicas.

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, 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 estará operativa a partir del segundo semestre 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 opciones de suministro de gas natural licuado y capacidad reservada de regasificación -de fecha 24 de mayo y complementado el 26 de julio-, vigente desde el año 2018 al 2030 que permitirá a Colbún disponer de gas natural para el Complejo Nehuenco. 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 Unidad I, se realizan licitaciones (la última en diciembre de 2016), 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 mantenimiento**

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

#### **B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos**

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

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

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

Colbún tiene 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 el sector de generación, donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo, ejecución y 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, la agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma en que se implementen podrían representar una oportunidad o riesgo para la Compañía. Son de especial relevancia los cambios que actualmente se están discutiendo en el Congreso acerca de (i) la reforma al Código de Aguas, (ii) la ley relativa al fortalecimiento de la regionalización del país, (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. Así también son importantes las iniciativas en el sector como (i) definición de los reglamentos necesarios para la correcta aplicación de la nueva Ley de Transmisión Eléctrica ya promulgada, (ii) la definición de la Política Energética a largo plazo para el país (2050) que ya se encuentra en su etapa de difusión, entre otras.

En Perú, la autoridad se encuentra realizando estudios de modificaciones regulatorias para el sector eléctrico. Algunos de los temas que se están contemplando tienen relación con: (i) Generación/Mercado Mayorista (incluir en el mercado de corto plazo a los grandes usuarios libres), (ii) Dualidad (nueva metodología para fiscalizar el performance de las unidades duales).

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 el año 2016 una baja en el precio de corto plazo de la energía (costo marginal).

Respecto de los valores de largo plazo, la licitación de suministro de clientes regulados concluida en agosto de 2016 se tradujo 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. Colbun 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 no convencionales 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 contables 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.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

**Tabla 13:** Perfil de Deuda Financiera

Tasa de interés	jun-16	dic-16	jun-17
Fija	97%	97%	97%
Variable	3%	3%	3%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Al 30 de junio de 2017, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 97% a tasa fija, el 3% restante corresponde a una fracción del crédito de Fenix.

### 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 30 de junio de 2017, 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 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 30 de junio de 2017, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$680 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 80 días (se incluyen depósitos con duración 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, (ii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$86 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 30 de junio de 2017, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB por Fitch Ratings y BBB por Standard & Poor’s (S&P), ambas 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 22.c.1 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 denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de junio de 2017 la exposición de la Compañía frente a este riesgo se traduce en un potencial impacto de aproximadamente US\$1,9 millones por diferencia de tipo de cambio, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

El riesgo de variación de tasas de interés se encuentra en gran medida mitigado, ya que el 97% de la deuda financiera se encuentra contratada a tasa fija (de manera directa y utilizando derivados). Dado lo anterior, al 30 de junio de 2017 la exposición de la Compañía frente a la tasa de interés variable se encuentra acotada, traduciéndose en un potencial impacto trimestral de aproximadamente US\$0,7 millones por subida de tasas de interés, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

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 21%. 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 22% en términos de notional.

El riesgo de liquidez se considera bajo en virtud de la relevante posición de caja de la Compañía, la cuantía de obligaciones financieras en los próximos doce meses y el acceso a fuentes de financiamiento adicionales, entre las que se cuentan líneas comprometidas y no comprometidas de financiamiento.

## 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. ha enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros, y se encuentran disponibles para su consulta y examen, los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas, documentos que deben ser leídos como complemento a este reporte.*