



1° TRIMESTRE 2017



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 31 de Marzo de 2017

1T17
INFORME
TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	5
Generación y Ventas Físicas Chile	5
Generación y Ventas Físicas Perú	7
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	8
Análisis Resultado Operacional Chile	9
Análisis Resultado Operacional Perú	10
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	11
ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	12
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	16
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	17
Perspectivas de Mediano Plazo Chile	17
Perspectivas de Mediano Plazo Perú	17
Plan de Crecimiento y Acciones de Largo Plazo	18
Gestión de Riesgo	20

Conference Call
Resultados 1T17

Fecha: Viernes 28 de abril de 2017

Hora: 10:30 AM Eastern Daylight Time
 11:30 AM Chile Time

US Toll Free: 1 888 419 5570
 International Dial: +1 617 896 9871
 Password: 170 344 51

www.colbun.cl

Contacto Relación con Inversionistas:

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

Verónica Pubill C.
vpubill@colbun.cl
 + (56) 2 24604308

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

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** consolidado del primer trimestre del año 2017 (1T17) alcanzó **US\$154,8 millones**, un 9% menor que el EBITDA de US\$170,2 millones del primer trimestre del año 2016 (1T16). El menor EBITDA se explica principalmente por: (1) la menor generación hidráulica dadas las condiciones de deshielos extremadamente secas y (2) por el menor aporte de EBITDA proveniente de la operación de Fenix Power Perú, en adelante “Fenix”. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ingresos por concepto de peajes.

■ El **resultado no operacional** el 1T17 presentó una **pérdida de US\$21,0 millones**, en línea con la pérdida de US\$20,8 millones en 1T16. Durante el trimestre se registraron mayores gastos 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. Este efecto fue principalmente compensado por 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, y por el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre.

■ El **gasto por impuestos** del 1T17 ascendió a **US\$13,7 millones**, inferior a los US\$17,6 millones del 1T16. El menor cargo por impuestos se explica principalmente por la menor utilidad antes de impuestos del trimestre.

■ La Compañía presentó en el 1T17 una **ganancia que alcanzó los US\$60,5 millones**, menor a la ganancia de US\$76,0 millones del 1T16. La menor ganancia se explica principalmente por el menor EBITDA del trimestre.

■ El **EBITDA** de Fenix totalizó **US\$11,4 millones** al 1T17, menor que el EBITDA de US\$16,7 millones registrado en el 1T16. La disminución se explica principalmente por menores ingresos de actividades ordinarias producto del vencimiento de contratos bilaterales, por mayores costos de materias primas y consumibles producto de la mayor generación del trimestre y por el bajo nivel de precios registrados en el mercado spot.

■ Al cierre del 1T17 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$664,2 millones** y una **deuda neta de US\$1.039,3 millones**.

■ Al 1T17 el **Proyecto Hidroeléctrico La Mina** (34 MW) presenta un avance de 99,2%. Se espera que el proyecto entre en operación comercial durante el segundo trimestre de 2017.

■ Durante los últimos meses Colbún ha suscrito contratos de suministro de mediano plazo con clientes libres por aproximadamente 500 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.

Adicionalmente, durante el año 2016, la compañía adquirió de parte de SunEdison contratos de venta de energía de largo plazo (por 350 GWh) con distribuidoras locales, cuyo suministro se inició en 2017 por un periodo de quince años.

■ ■ ■ Análisis Operaciones en Chile

Las ventas físicas durante el 1T17 alcanzaron 3.110 GWh, disminuyendo en un 2% en comparación a igual período del año anterior, explicado principalmente por menores ventas en el mercado spot. Por su parte, la generación del trimestre disminuyó levemente en un 1% respecto al 1T16, principalmente por una menor generación hidroeléctrica (198 GWh t/t), dado que el finalizado año hidrológico presentó precipitaciones y condiciones de deshielos extremadamente secas. La menor generación hidroeléctrica fue principalmente compensada por una mayor generación termoeléctrica en base a gas natural (89 GWh t/t), carbón (36 GWh t/t) y diésel (39 GWh t/t).

El costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel aumentó en un 5%, desde US\$62/MWh en el 1T16 a US\$65/MWh en el 1T17. Este aumento es atribuible principalmente a una menor generación hidráulica del sistema con respecto a igual trimestre del año anterior, compensado en parte por una mayor generación ERNC y térmica con gas.

■ ■ ■ Análisis Operaciones en Perú

Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 1T17 alcanzaron 670 GWh, un 25% menor respecto al 1T16, principalmente por el término de un contrato bilateral en abril 2016 y por los vencimientos de contratos bilaterales de corto plazo durante el 2016. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 715 GWh en el 1T17 vs. 663 GWh en el 1T16. La mayor generación del trimestre se explica principalmente por la mayor disponibilidad de la central debido a que durante el 1T16 hubo una restricción temporal de transporte de gas.

Tabla 1: Resumen Consolidado (US\$ millones)

Resumen	Cifras Trimestrales		Var %
	1T16	1T17	T/T
Ingresos de actividades ordinarias	362,5	382,0	5%
EBITDA	170,2	154,8	(9%)
Ganancia del Ejercicio	76,0	60,5	(20%)
Deuda Neta	1.181,4	1.039,3	(12%)
Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.757	2.754	(0%)
Ventas de energía contratada Perú (GWh)	896	670	(25%)
Generación total Chile (GWh)	3.222	3.191	(1%)
Generación total Perú (GWh)	663	715	8%

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 1T16 y 1T17.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Chile

Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T16	1T17	
Total Ventas Físicas (GWh)	3.159	3.110	(2%)
Clientes Regulados	1.645	1.655	1%
Clientes Libres	1.112	1.100	(1%)
Ventas en el Mercado Spot	403	356	(12%)
Potencia (MW)	1.516	1.608	6%

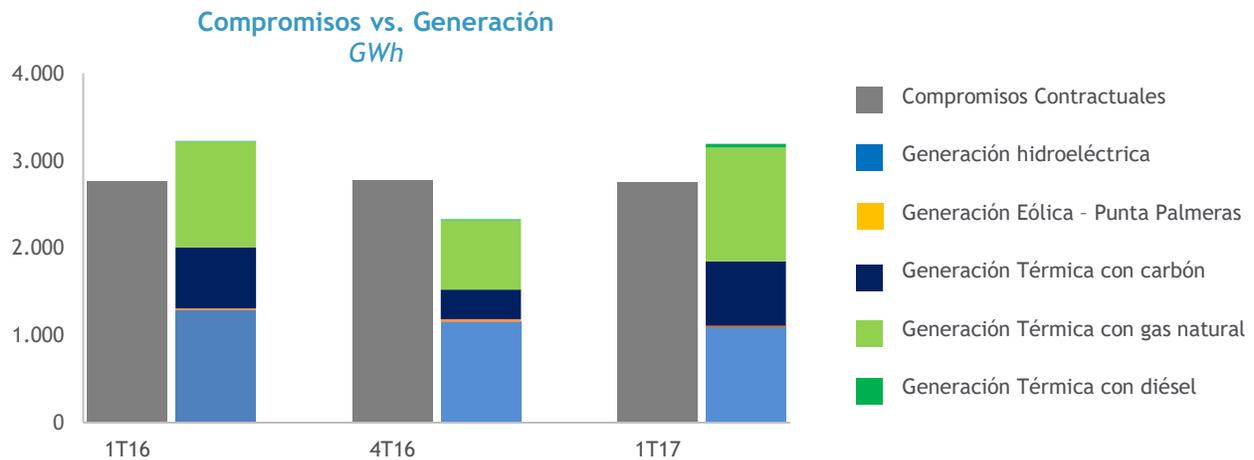
Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T16	1T17	
Total Generación (GWh)	3.222	3.191	(1%)
Hidráulica	1.288	1.089	(15%)
Térmica Gas	1.212	1.301	7%
Térmica Diésel	4	43	-
Térmica Carbón	700	736	5%
Eólica - Punta Palmeras	19	22	16%
Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	403	356	(12%)

Las ventas físicas durante el 1T17 alcanzaron 3.110 GWh, disminuyendo en un 2% en comparación a igual período del año anterior, explicado principalmente por menos ventas en el mercado spot. Por su parte, la generación del trimestre disminuyó levemente en un 1% respecto al 1T16, principalmente por una menor generación hidroeléctrica (198 GWh t/t) como resultado de que el terminado año hidrológico presentó precipitaciones y condiciones de deshielos extremadamente secas. La menor generación hidráulica fue parcialmente compensada por una mayor generación termoeléctrica en base a gas natural (89 GWh t/t), carbón (36 GWh t/t) y diésel (39 GWh t/t).

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 356 GWh, comparado con ventas netas de 403 GWh registradas en el 1T16. A pesar de las condiciones hidrológicas adversas, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, carbón y gas natural).

Mix de Generación en Chile: El recientemente terminado año hidrológico (Abr16-Mar17) presentó las peores condiciones hidrológicas de los últimos 6 años, con escasas precipitaciones con respecto a un año medio, las cuales se iniciaron a finales de Jun16, disminuyendo en los meses posteriores, resultando en condiciones de deshielos extremadamente secas y por lo tanto con una menor generación hidráulica. A modo de ejemplo, el déficit de precipitaciones respecto a un año medio durante el año hidrológico (Abr16-Mar17), por cuencas de norte a sur es: Aconcagua: 87%; Armerillo-Maule: 41%; Abanico: 33%; Canutillar: 33%. Por su parte, la cuenca Laja presentó un superávit de 14%.

Durante el primer trimestre del 2017 el SIC tuvo una disminución en la generación hidroeléctrica (5.326 GWh en 1T16 vs. 4.814 GWh en 1T17) con respecto a igual periodo del año 2016 dadas las condiciones de deshielos extremadamente secas anteriormente mencionadas. La menor generación hidroeléctrica fue en parte compensada por un aumento en la generación de energías renovables (1.412 GWh en 1T16 vs. 1.927 GWh en 1T17) y un aumento de la generación termoeléctrica con gas (2.595 GWh en 1T16 vs. 3.210 GWh en 1T17). Por su parte la generación térmica a carbón y diésel disminuyeron con respecto al 1T16 (4.058 GWh en 1T16 vs. 3.764 GWh en 1T17 y 299 GWh en 1T16 vs. 193 GWh en 1T17) respectivamente. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó en un 5% desde US\$62/MWh en el 1T16 a US\$65/MWh en el 1T17.



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 1T16 y 1T17 de Fenix.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Ventas	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T16	1T17	
Total Ventas Físicas (GWh)	896	789	(12%)
Clientes bajo Contrato	896	670	(25%)
Ventas en el Mercado Spot	0	119	-
Potencia (MW)	561	562	0%
Generación	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T16	1T17	
Total Generación (GWh)	663	715	8%
Térmica Gas	663	715	8%
Compras en el Mercado Spot (GWh)	117	93	(21%)
Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	(117)	26	-

Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 1T17 alcanzaron 670 GWh, un 25% menor respecto al 1T16, principalmente por el término de un contrato de suministro en abril 2016 y por los términos de contratos bilaterales de corto plazo durante el 2016. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 715 GWh en el 1T17 vs. 663 GWh en el 1T16. La mayor generación del trimestre se explica principalmente por la mayor disponibilidad de la central debido a que durante el 1T16 hubo una menor disponibilidad temporal de transporte de gas. Lo anterior implicó que un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia y el balance en el mercado spot alcanzara un nivel de ventas netas de 26 GWh en el 1T17 vs. compras netas por 117 GWh en 1T16.

Mix de Generación en Perú: Durante 1T17 se han presentado condiciones hidrológicas más húmedas que el primer 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 45% al término del 1T17 vs. 60% en el 1T16.

La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 17% 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. Por su parte, la generación termoeléctrica disminuyó en un 20% durante el 1T17 en comparación con el 1T16 dadas las mejores condiciones hidrológicas presentadas en el sistema.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS



La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado de los trimestres 1T16 y 1T17.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T16	1T17	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	362,5	382,0	5%
Venta a Clientes Regulados	209,0	204,5	(2%)
Venta a Clientes Libres	90,9	93,9	3%
Ventas de Energía y Potencia	24,5	26,6	9%
Peajes	37,3	50,7	36%
Otros Ingresos	0,7	6,3	782%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(165,1)	(201,6)	22%
Peajes	(43,5)	(49,7)	14%
Compras de Energía y Potencia	(8,0)	(10,3)	28%
Consumo de Gas	(72,4)	(94,5)	31%
Consumo de Petróleo	(2,1)	(7,0)	233%
Consumo de Carbón	(18,7)	(18,3)	(2%)
Otros	(20,4)	(21,9)	7%
MARGEN BRUTO	197,5	180,4	(9%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(16,1)	(17,0)	6%
Otros Gastos, por Naturaleza	(11,2)	(8,6)	(23%)
Gastos por Depreciación y Amortización	(55,8)	(59,6)	7%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	114,4	95,2	(17%)
EBITDA	170,2	154,8	(9%)
Ingresos Financieros	2,7	2,5	(6%)
Gastos Financieros	(27,4)	(20,2)	(26%)
Diferencias de Cambio	3,0	0,6	(82%)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,4	0,7	(47%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(0,5)	(4,6)	826%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,8)	(21,0)	1%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	93,6	74,2	(21%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(17,6)	(13,7)	(22%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	76,0	60,5	(20%)
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	72,2	56,9	(21%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	3,8	3,6	(6%)

(*): 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 Colbun 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	mar-16	dic-16	mar-17
Chile (CLP / US\$)	669,80	669,47	663,97
Chile UF (CLP/UF)	25.812,05	26.347,98	26.471,94
Perú (Pen / US\$)	3,33	3,36	3,25

3.1. Análisis Resultado Operacional Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 1T16 y 1T17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T16	1T17	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	307,0	334,4	9%
Venta a Clientes Regulados	171,0	174,1	2%
Venta a Clientes Libres	90,9	89,9	(1%)
Ventas de Energía y Potencia	15,9	25,2	58%
Peajes	28,4	40,1	41%
Otros Ingresos	0,7	5,2	620%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(132,8)	(167,3)	26%
Peajes	(34,8)	(40,9)	17%
Compras de Energía y Potencia	(5,5)	(7,5)	34%
Consumo de Gas	(55,5)	(74,4)	34%
Consumo de Petróleo	(2,1)	(7,0)	233%
Consumo de Carbón	(18,7)	(18,3)	(2%)
Otros	(16,2)	(19,3)	19%
MARGEN BRUTO	174,2	167,1	(4%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(14,2)	(15,7)	11%
Otros Gastos, por Naturaleza	(6,5)	(8,1)	24%
Gastos por Depreciación y Amortización	(47,9)	(51,5)	8%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	105,6	91,9	(13%)
EBITDA	153,5	143,4	(7%)

(*): 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 1T17 ascendieron a US\$334,4 millones**, aumentando un 9% respecto al 1T16, debido principalmente a: (1) mayores ingresos por concepto de peajes; (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.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron en términos trimestrales un 26%**, explicado principalmente por: (1) un mayor consumo de gas y de diésel para compensar la menor generación hidroeléctrica del período; (2) mayores costos por concepto de peajes y (3) mayores costos registrados en la línea “otros” correspondientes a aquella porción del impuesto a las emisiones asociada a clientes libres.

En **términos trimestrales, el EBITDA disminuyó un 7%** respecto a igual período del año anterior, alcanzando US\$143,4 millones. La disminución se explica principalmente por un mayor consumo de combustibles durante el trimestre para compensar la menor generación hidroeléctrica resultante de las condiciones hidrológicas extremadamente secas presentadas en el año hidrológico recientemente terminado.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 1T16 y 1T17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var % T/T
	1T16	1T17	
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	55,6	47,6	(14%)
Ventas a clientes Regulados	38,1	30,4	(20%)
Venta a Clientes Libres	0,0	4,0	100%
Ventas Otras Generadoras	8,6	1,5	(83%)
Peajes	8,9	10,6	19%
Otros Ingresos	0,0	1,2	100%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(32,3)	(34,4)	6%
Peajes	(8,7)	(8,8)	1%
Compras de Energía y Potencia	(2,5)	(2,9)	15%
Consumo de Gas	(16,9)	(20,1)	19%
Otros	(4,3)	(2,6)	(38%)
MARGEN BRUTO	23,3	13,3	(43%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(1,9)	(1,4)	(29%)
Otros Gastos, por Naturaleza	(4,7)	(0,5)	(89%)
Gastos por Depreciación y Amortización	(8,0)	(8,0)	1%
RESULTADO DE OPERACIÓN	8,7	3,4	(61%)
EBITDA	16,7	11,4	(32%)

Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 1T17 ascendieron a US\$47,6 millones**, disminuyendo un 14% con respecto al 1T16, explicado principalmente por menores ventas a clientes regulados y menores ventas a otras generadoras debido al vencimiento de contratos bilaterales. Estas menores ventas fueron parcialmente compensadas por mayores ventas a clientes libres y ventas netas en el mercado spot, en adición a mayores ingresos por concepto de peajes.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron un 6%** respecto a igual trimestre del año anterior. El aumento respecto a 1T16 se explica principalmente por un mayor consumo de gas, producto de la mayor generación del trimestre, compensado en parte por menores otros costos operacionales asociados.

El **EBITDA de Fenix alcanzó US\$11,4 millones** en 1T17 vs. US\$16,7 millones en 1T16. La disminución se explica principalmente por menores ingresos de actividades ordinarias debido al vencimiento de contratos bilaterales, mayores costos de materias primas y consumibles producto de la mayor generación del trimestre, y por bajos precios en el mercado spot.

3.3. Análisis de Ítems No Operacionales Consolidados

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado del 1T16 y 1T17. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T16	1T17	T/T
Ingresos Financieros	2,7	2,5	(6%)
Gastos Financieros	(27,4)	(20,2)	(26%)
Diferencias de Cambio	3,0	0,6	(82%)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,4	0,7	(47%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(0,5)	(4,6)	826%
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,8)	(21,0)	1%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	93,6	74,2	(21%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(17,6)	(13,7)	(22%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	76,0	60,5	(20%)
GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	72,2	56,9	(21%)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	3,8	3,6	(6%)

El **Resultado fuera de operación del 1T17 registró pérdidas por US\$21,0 millones**, vs. pérdidas por US\$20,8 millones registradas en el 1T16. Durante el trimestre se registraron mayores gastos en la línea Otras Ganancias (pérdidas), asociados principalmente al gasto por impuesto que grava las emisiones de centrales térmicas, las cuales comenzaron a regir a partir de Ene17. Este efecto fue principalmente compensado por 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, y por el efecto positivo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre.

El **gasto por impuestos del 1T17 ascendió a US\$13,7 millones**, inferior a los US\$17,6 millones del 1T16. El menor cargo por impuestos se explica principalmente por la menor utilidad antes de impuestos del trimestre.

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 31 de marzo de 2017. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

Tabla 9: Principales Partidas del Balance Consolidado (US\$ millones)

	dic-16	mar-17	Var	Var %
Activos corrientes	947,6	951,0	3,4	0%
Activos no corrientes	5.875,0	5.860,4	(14,6)	(0,2%)
TOTAL ACTIVOS	6.822,6	6.811,4	(11,2)	(0%)
Pasivos corrientes	360,1	284,1	(76,0)	(21%)
Pasivos no corrientes	2.672,7	2.676,2	3,5	0%
Patrimonio neto	3.789,8	3.851,1	61,3	2%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.822,6	6.811,4	(11,2)	(0%)

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$951,0 millones, disminuyendo levemente con respecto al cierre de Dic16, explicado principalmente por una disminución del Efectivo y Efectivo Equivalente producto del pago del dividendo provisorio en Ene17 por US\$45,8 millones, compensado en parte por flujos provenientes de actividades de la operación.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.860,4 millones al cierre de Mar17, en línea con el saldo existente a Dic16.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$284,1 millones al cierre de Mar17, lo cual implicó una disminución de US\$76,0 millones en relación al cierre de Dic16. Esta variación se explica principalmente por el pago del dividendo provisorio en Ene17 explicado anteriormente.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.676,2 millones al cierre de Mar17, manteniéndose en línea en comparación con Dic16.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.851,1 millones, lo cual significó un aumento de un 2% en relación al cierre de Dic16. Este aumento se debe principalmente a la utilidad del período.

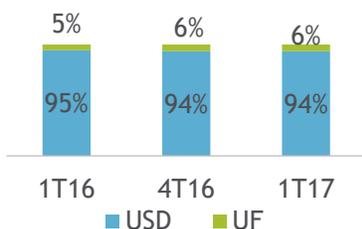
Análisis de Deuda: La Deuda Financiera alcanzó US\$1.703,4 millones, en línea con respecto a Dic16. Por su parte, las Inversiones Financieras totalizaron en US\$664,2 millones disminuyendo levemente en comparación a Dic16, explicado principalmente por el pago del dividendo provisorio en Ene17, compensado en parte con los flujos provenientes de actividades de la operación. Dado lo anterior, la Deuda Neta no presentó mayores variaciones. Por su parte, el EBITDA LTM (últimos 12 meses) disminuyó un 3%.

Debido al menor EBITDA LTM, el ratio Deuda Neta/EBITDA LTM aumentó en relación al cierre de Dic16 desde 1,7 a 1,8 veces.

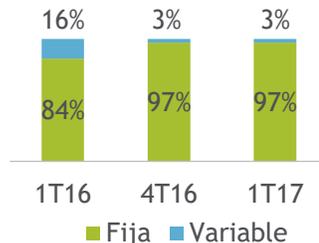
La vida media de la Deuda Financiera de largo plazo es de 4,8 años.

La tasa promedio de la Deuda Financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,9%.

Deuda por Moneda*



Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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

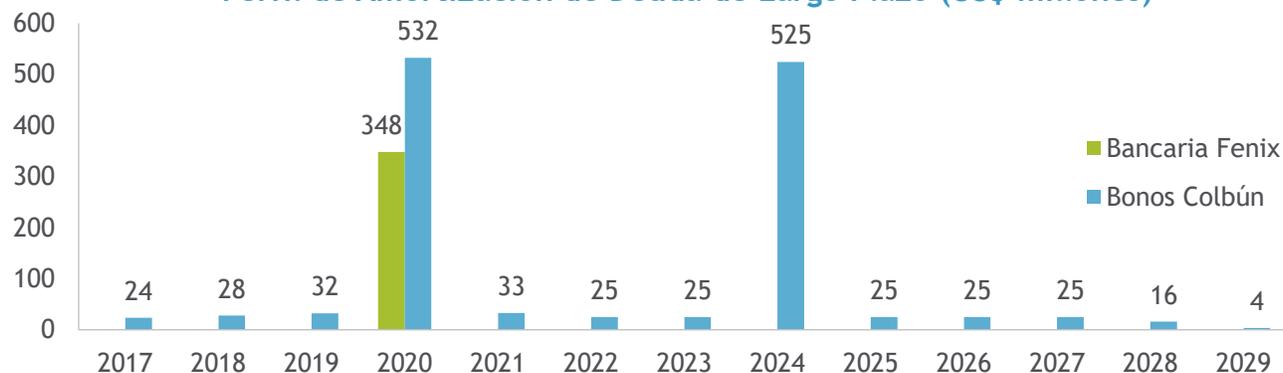


Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-16	mar-17	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.710,0	1.703,4	(6,6)	(0%)
Inversiones Financieras**	667,0	664,2	(2,8)	(0%)
Deuda Neta	1.043,0	1.039,3	(3,8)	(0%)
EBITDA LTM	601,7	586,3	(15,4)	(3%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,7	1,8	0,0	2%

(*) El monto incluye deuda bancaria de US\$347,7 millones y leasing financiero de US\$15,5 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	mar-17	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,63	3,35	27,2%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,51	3,21	28,2%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,80	0,77	(3,9%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,87%	9,60%	(19,2%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,13%	90,40%	2,6%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,63	3,62	(0,3%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	5,49%	4,99%	(9,2%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,93%	2,70%	(7,9%)
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	6,62%	6,34%	(4,2%)

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 3,35x y 3,21x a Mar17 respectivamente, aumentando con respecto a Dic16 un 27,2% y 28,2% respectivamente, debido a la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del dividendo provisorio en Ene17 por US\$45,8 millones.

■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,77x a Mar17, comparado con el valor de 0,80x a Dic16. La disminución de 3,9% 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 Mar17 fue de 9,60%, un 19,2 % menor al valor de 11,87% obtenido a Dic16, explicado principalmente por la disminución en los Pasivos corrientes en operación producto del pago de dividendos provisorios con respecto al año 2016.

■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Mar17 fue de 90,40%, un 2,6% 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 Mar17 fue de 3,62x, en línea con el valor de 3,63x obtenido a Dic16.

■ La **Rentabilidad Patrimonial** y la **Rentabilidad del Activo** del trimestre fueron de 4,99% y 2,70%, disminuyendo en relación a Dic16 un 9,2% y 7,9% respectivamente. La disminución en la rentabilidad patrimonial se debe principalmente a que la utilidad LTM a Mar17 disminuyó con respecto a Dic16 y a que el patrimonio a Mar17 es superior a igual período del año 2016 producto de las utilidades acumuladas. Por su parte, la disminución en la rentabilidad del activo se explica principalmente por un aumento en los activos entre ambos períodos y por una disminución en el resultado de operación.

■ El **Rendimiento de Activos Operacionales** del trimestre fue de 6,34%, disminuyendo un 4,2% respecto 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 (US\$ millones)

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T16	1T17	T/T
Efectivo Equivalente Inicial*	1.080,8	667,0	(38%)
Flujo Efectivo de la Operación	104,1	112,2	8%
Flujo Efectivo de Financiamiento	(82,2)	(76,0)	(8%)
Flujo Efectivo de Inversión**	(27,5)	(40,4)	47%
Flujo Neto del Período	(5,5)	(4,2)	(24%)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	6,6	1,3	(80%)
Efectivo Equivalente Final	1.081,9	664,2	(39%)

(*)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 1T17, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto negativo de US\$4,2 millones**, menor al valor de igual período del año anterior.

Actividades de la operación: Durante el 1T17 se generó un flujo neto positivo de US\$112,2 millones, aumentando un 8% respecto al 1T16. El aumento se explica principalmente por mayores ingresos por concepto de peajes.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$76,0 millones durante el 1T17, que se compara con el flujo neto negativo de US\$82,2 millones al 1T16. El mayor flujo neto negativo del 1T16 está asociado principalmente a que dicho trimestre presentaba mayores gastos financieros y costos asociados al refinanciamiento del crédito de Fenix, efecto parcialmente compensado por el mayor pago de dividendos provisorios durante el 1T17.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$40,4 millones durante el 1T17, mayor que los desembolsos por US\$27,5 millones al 1T16. El mayor flujo neto negativo de este trimestre estuvo principalmente asociado al Proyecto La Mina y a otras inversiones menores.

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 2016-2017, que comenzó en abril de 2016 y finalizó el 31 de marzo, presentó condiciones hidrológicas secas en las principales cuencas del país, la probabilidad de excedencia alcanzó el 93%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Es por ello que, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con ENAP 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.

Durante los últimos meses Colbún ha suscrito contratos de suministro de mediano plazo con clientes libres concretar nuevos acuerdos. Los precios y volúmenes de dichos contratos reflejan las actuales condiciones de mercado y la estructura de costos de la Compañía.

Adicionalmente, durante el año 2016, la compañía adquirió de parte de SunEdison contratos de venta de energía de largo plazo (por 350 GWh) con distribuidoras locales, cuyo suministro se inició en 2017 por un periodo de quince años.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel balanceado entre generación propia costo-eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y de las condiciones hidrológicas

7.2 Perspectiva De Mediano Plazo Perú

El primer trimestre del año 2017 se ha desarrollado con una condición hidrológica más húmeda y con altas tasas de crecimiento de la demanda, que se explica con la entrada en operación y expansión de proyectos mineros.

El comportamiento futuro de los costos marginales estará supeditado principalmente al incremento 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 de 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 desarrollo, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos, energía renovable y sus respectivas líneas de transmisión.

Proyectos en ejecución

■ ■ ■ Proyecto Hidroeléctrico La Mina (34 MW): La Mina es un proyecto de energía renovable, que 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. La energía se inyectará 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. 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.

En el mes de enero de 2015 se dio inicio a la construcción del proyecto, cuyo avance alcanzado al primer trimestre de 2017 es de 99,2%. Se estima que el proyecto entrará en operación comercial durante el segundo trimestre de 2017. El monto a invertir, incluida la línea de transmisión, es de aproximadamente de US\$130 millones.

Proyectos en desarrollo

■ ■ ■ Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (170 MW): El proyecto central hidroeléctrica 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 m³/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.

A marzo de 2017 el proyecto ha iniciado la preparación del Estudio de Impacto Ambiental.

■ ■ ■ **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.

Durante el primer trimestre de 2017 se inició el desarrollo de ingeniería básica y se continuó con los estudios de línea de base ambiental, conducentes a la preparación del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto.

■ ■ ■ **Proyectos de Energías Renovables:** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación renovable, 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 para el cual SunEdison construirá una planta solar de 90 MW.

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; y un contrato de compra de atributos energía renovable con Parque Eólico Los Cururos.

■ ■ ■ **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 instalada 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. Pese a que se están analizando las dimensiones sociales, económicas y comerciales del proyecto, por ahora no se cumplen las condiciones para llevarlo adelante.

■ ■ ■ **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.

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 Control de Gestión y Riesgos y la supervisión, seguimiento y coordinación del Comité de Riesgos.

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 condiciones 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 objeto 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, cuyo impacto se puede mitigar con compras de agua de terceros y/o operando dichas

unidades en ciclo abierto, además de implementar soluciones técnicas de mediano y largo plazo que se están analizando para el referido complejo.

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 vendedora 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 ENAP y Metrogas y en Perú la Central 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 han realizado nuevas licitaciones, 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. Alternativamente, 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 se han hecho más inciertos los plazos de tramitación ambiental, 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.

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

B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector 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 a ser categorizados como clientes regulados o libres. Colbún tiene uno de los parques de generación más eficientes del sistema chileno, por lo que tenemos 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 cuanto prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía se encuentra 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 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	mar-16	dic-16	mar-17
Fija	84%	97%	97%
Variable	16%	3%	3%
Total	100%	100%	100%

Al 31 de marzo 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 31 de marzo 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 31 de marzo de 2017, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$660 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 80 días 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 31 de marzo 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 31 de marzo de 2017 la exposición de la Compañía frente a este riesgo se traduce en un potencial impacto de aproximadamente US\$2,8 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 31 de marzo 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\$0,5 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 18%. 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 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, 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.