



2° TRIMESTRE 2018



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 30 de junio de 2018

2T18
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	13
INDICADORES FINANCIEROS CONSOLIDADOS	15
ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	17
ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS	18
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 2T18

Fecha: viernes 03 de agosto de 2018

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

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

Event Link:

<http://www.investorcalendar.com/event/35001>

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

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** consolidado del segundo trimestre del año 2018 (2T18) alcanzó **US\$154,0 millones**, un 3% menor que el EBITDA de US\$158,5 millones del segundo trimestre del año 2017 (2T17). El menor EBITDA se explica principalmente por mayores costos de materias primas y consumibles, principalmente como resultado de un aumento en el costo de gas y de carbón. Los mayores costos fueron compensados por mayores ingresos, provenientes principalmente de un aumento en ventas a clientes libres y ventas de energía y potencia en el mercado spot en Chile, y por una mayor generación hidroeléctrica.

En términos acumulados, el **EBITDA** a junio 2018 (Jun18) alcanzó **US\$317,6 millones**, un 1% mayor que el EBITDA de US\$313,3 millones a junio 2017 (Jun17). El aumento se explica principalmente por mayores ingresos, provenientes de un aumento en ventas a clientes libres y ventas de energía y potencia en el mercado spot en Chile, y por una mayor generación hidroeléctrica. Estos efectos fueron compensados parcialmente por un aumento en costos de materias primas y consumibles, principalmente como resultado de un aumento en el costo de gas y de carbón.

■ El **resultado no operacional** el 2T18 presentó una **pérdida de US\$31,0 millones**, que se compara con la pérdida de US\$0,9 millones en 2T17. La mayor pérdida del trimestre se explica principalmente por: (1) un ingreso no recurrente por US\$23,4 millones, registrado en el 2T17, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos en nuestra filial Fenix, (2) el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre, y (3) un aumento registrado en la línea “Otras Ganancias (Pérdidas)”, producto del registro contable de provisiones por deterioro de activos individuales por un total de US\$4 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por: (1) mayores ingresos financieros provenientes de mejores tasas de retorno de inversión de los excedentes de caja, y (2) un aumento registrado en la línea “Resultado de sociedades Contabilizadas por el método de Participación” como resultado de la disolución de la sociedad HidroAysén S.A en noviembre de 2017, que previo a dicha disolución presentaba pérdidas.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun18 presentó una **pérdida de US\$47,9 millones**, mayor a la pérdida de US\$21,9 millones presentada a Jun17. La mayor pérdida se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, a lo que suma un aumento registrado en la línea “Resultado de sociedades Contabilizadas por el método de Participación” como resultado de una revalorización de los terrenos de propiedad de HydroAysén, producto de su contabilización a valor de liquidación.

■ El **gasto por impuestos** del 2T18 ascendió a **US\$19,4 millones**, en línea con el gasto por impuesto de US\$18,9 millones del 2T17. A pesar de que el 2T18 presenta menores ganancias que igual trimestre del año anterior, el gasto por impuesto se mantiene como resultado principalmente del aumento en la tasa de impuesto a la renta desde 25,5% a 27,0% en Chile, y porque la utilidad a nivel de combinación de negocios en nuestra filial Fenix registrada en 2T17, anteriormente explicada, no se encuentra afectada a impuesto.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Jun18 ascendió a **US\$43,0 millones**, que se compara con el gasto por impuesto de US\$32,6 millones presentados en Jun17. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por: (1) el aumento en la tasa de impuesto a la renta desde 25,5% a 27,0%, en Chile, y (2) una utilidad por impuesto (diferido) registrada en el primer semestre en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano durante el periodo, efecto que no se produce en el mismo período del 2018.

■ La Compañía presentó en el 2T18 una **ganancia que alcanzó los US\$44,8 millones**, menor a la ganancia de US\$78,3 millones del 2T17. La menor ganancia se explica principalmente por la mayor pérdida no operacional registrada durante el 2T17 anteriormente explicada.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia a Jun18 por **US\$109,2 millones**, menor a la ganancia de US\$138,8 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, compensado en parte por el mayor EBITDA del período.

■ ■ ■ El EBITDA de Fenix totalizó **US\$12,3 millones** al 2T18, mayor que el EBITDA de US\$10,9 millones registrado en el 2T17. El mayor EBITDA se explica principalmente por mayores ingresos de actividades ordinarias provenientes de un aumento en ventas a clientes libres, compensado parcialmente por mayores costos de materias primas y consumibles.

En términos acumulados, el EBITDA de Fenix a Jun18 alcanzó **US\$22,2 millones**, en línea con el EBITDA de US\$22,3 millones registrado a Jun17.

■ ■ ■ Al cierre del 2T18 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$695,6 millones** y una **deuda neta de US\$939,3 millones**.

Hechos destacados del trimestre:

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, en junio de 2018, Colbún suscribió un **acuerdo de suministro de energía eléctrica por 550 GWh/año** con Minera Zaldívar, proveniente de fuentes de generación renovable, por un plazo de 10 años.

En este sentido, la Compañía ha contratado aproximadamente 2.300 GWh de su generación con nuevos clientes, en términos beneficiosos respecto a las actuales condiciones de mercado y en un contexto altamente competitivo.

■ ■ ■ En relación a la clasificación de riesgo internacional de la Compañía, en junio de 2018, **Moody's asignó la categoría Baa2**, con perspectiva estable, a Colbún y a los títulos de deuda emitidos en el mercado internacional, sumándose a la clasificación BBB (estable) asignada por Standard & Poor's y Fitch Ratings, consolidando así su rating grado de inversión.

■ ■ ■ En términos de crecimiento, en junio de 2018 entró en **operación comercial** la Planta Solar fotovoltaica **Ovejería**. La central de tipo PMGD se ubica en la Región Metropolitana y cuenta con una capacidad instalada de 9 MW.

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

Cifras Acumuladas		Resumen	Cifras Trimestrales		Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	T/T
775,6	807,4	Ingresos de actividades ordinarias (US\$ millones)	393,5	400,8	2%
313,3	317,6	EBITDA (US\$ millones)	158,5	154,0	(3%)
138,8	109,2	Ganancia del Ejercicio (US\$ millones)	78,3	44,8	(43%)
1.022,1	939,3	Deuda Neta (US\$ millones)	1.022,1	939,3	(8%)
5.551	5.791	Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.796	2.907	4%
1.383	1.559	Ventas de energía contratada Perú (GWh)	713	805	13%
6.578	6.970	Generación total Chile (GWh)	3.386	3.515	4%
1.789	1.607	Generación total Perú (GWh)	1.074	1.002	(7%)

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 2T17, 2T18 y acumulado a Jun17 y Jun18.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
6.383	6.808	Total Ventas Físicas (GWh)	3.273	3.414	7%	4%
3.233	2.793	Clientes Regulados	1.579	1.377	(14%)	(13%)
2.317	2.997	Clientes Libres	1.217	1.531	29%	26%
832	1.017	Ventas en el Mercado Spot	476	507	22%	6%
1.594	1.621	Potencia (MW)	1.581	1.610	2%	2%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
6.578	6.970	Total Generación (GWh)	3.386	3.515	6%	4%
2.337	2.843	Hidráulica	1.248	1.433	22%	15%
4.189	4.072	Térmica	2.109	2.052	(3%)	(3%)
2.549	2.610	Gas	1.248	1.341	2%	7%
166	43	Diésel	123	29	(74%)	(77%)
1.474	1.419	Carbón	738	682	(4%)	(8%)
51	56	ERFV	29	29	9%	0%
51	52	Eólica*	29	26	2%	(10%)
0	4	Solar	0	3	-	-
0	0	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	-	-
832	1.017	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	476	507	22%	6%

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

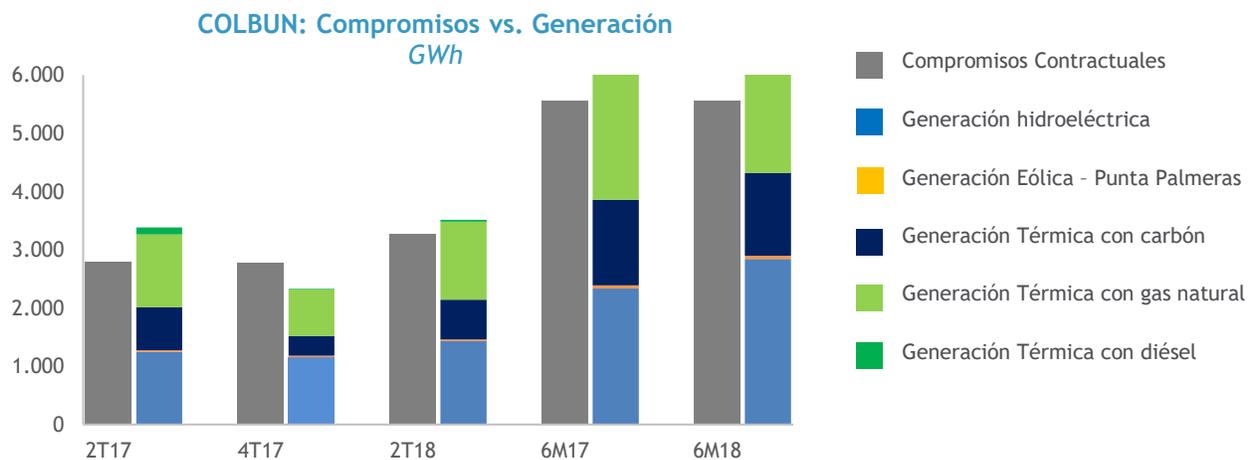
Las ventas físicas durante el 2T18 alcanzaron 3.414 GWh, aumentando un 4% en comparación a igual período del año anterior, explicado principalmente por mayores ventas a clientes libres y ventas en el mercado spot, parcialmente compensadas por menores ventas a clientes regulados. Por su parte, la generación del trimestre aumentó en un 4% respecto al 2T17, principalmente por una mayor generación hidráulica (185 GWh t/t) y con gas (93 GWh t/t), compensado en parte por una menor generación con diésel (94 GWh t/t) y con carbón (56 GWh t/t).

El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 507 GWh, mayor comparado con las ventas netas de 476 GWh registradas en el 2T17. 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 Jun18 6.808 GWh y 6.970 GWh, aumentando un 7% y un 6% respectivamente en comparación a Jun17. Los aumentos se explican principalmente por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales. Por su parte, el balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.017 GWh a Jun18, mayores a las ventas netas por 832 GWh registradas en igual período del año anterior.

Mix de Generación en Chile: El año hidrológico iniciado en abril de 2018 (Abr18-Mar19), ha presentado menores precipitaciones respecto a un año medio en las principales cuencas del SEN. A modo de ejemplo, el déficit de precipitaciones respecto a un año medio durante 2T18, por cuencas de norte a sur es: Aconcagua 52%; Maule 34%; Angostura 16%; Canutillar 20%; Laja 14%. A pesar de ello, y gracias a una energía acumulada en los embalses a comienzos del 2018 mayor que la registrada durante el mismo periodo del año anterior, ha resultado en una mayor generación hidráulica, en comparación al 2T17.

Durante el 2T18, la generación total del SEN aumento en un 13% respecto al 2T17, proveniente de un aumento en: (1) la generación ERNC, donde la generación aumentó desde 1.261 GWh en 2T17 vs. 2.694 GWh en 2T18, asociado a un incremento en la capacidad instalada de estas tecnologías, (2) la generación térmica, donde la generación térmica a carbón, gas natural y diésel aumentaron desde 7.108 GWh en 2T17 a 7.967 GWh en 2T18, desde 3.667 GWh en 2T17 a 3.786 GWh en 2T18, y desde 106 GWh en 2T17 a 213 GWh en 2T18, respectivamente. La mayor generación térmica se explica principalmente por la menor generación hidroeléctrica del sistema. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó un 2% respecto al 2T17, promediando US\$75,1/MWh en el 2T18.



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 2T17, 2T18 y acumulado a Jun17 y Jun18.

Tabla 3: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
1.838	1.789	Total Ventas Físicas (GWh)	1.049	979	(3%)	(7%)
1.383	1.559	Clientes bajo Contrato	713	805	13%	13%
455	229	Ventas en el Mercado Spot	336	174	(50%)	(48%)
559	551	Potencia (MW)	555	550	(1%)	(1%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
1.789	1.607	Total Generación (GWh)	1.074	1.002	(10%)	(7%)
1.789	1.607	Gas	1.074	1.002	(10%)	(7%)
93	210	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	126%	-
362	20	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	336	174	(94%)	(48%)

En términos trimestrales, los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 2T18 alcanzaron 805 GWh, un 13% mayores respecto al 2T17, principalmente por el inicio de contratos bilaterales y mayores retiros de clientes bajo contrato. Por su parte, la generación térmica a gas de Fenix alcanzó 1.002 GWh en el 2T18 disminuyendo un 7% respecto al 2T17. La disminución se explica principalmente por la menor disponibilidad de la central, debido a mantenimientos realizados en las turbinas a gas para poder realizar pruebas en modo diésel. El balance en el mercado spot registró ventas netas por 174 GWh en el 2T18 vs. ventas netas por 336 GWh en 2T17. Lo anterior implicó que al 2T18 **un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia**.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun18 alcanzaron 1.559 GWh, aumentando un 13% 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 1.607 GWh a Jun18, disminuyendo un 10% respecto a Jun17, explicado principalmente por un mantenimiento mayor anual más prolongado de la planta durante febrero de 2018.

A Jun18 un 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación propia y el balance en el mercado spot registró ventas netas por 20 GWh vs. ventas netas por 362 GWh a Jun17.

Mix de Generación en Perú: Durante 2T18 se han presentado condiciones hidrológicas más secas que al 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 47% al término del 2T18 vs. 25% en el 2T17.

La generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 4% respecto a igual periodo del año 2017, debido principalmente a que, pese a los menores caudales presentados en el sistema en el 2T18, en el 2T17 hubo una mayor generación forzada con diésel debido a limitaciones de transmisión. Por su parte, la generación termoeléctrica se mantuvo en línea en comparación con el 2T17.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 4 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 2T17, 2T18 y acumulado a Jun17 y Jun18.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
775,6	807,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	393,5	400,8	4%	2%
398,7	363,6	Venta a Clientes Regulados	194,2	176,6	(9%)	(9%)
195,0	300,2	Venta a Clientes Libres	101,1	150,5	54%	49%
73,6	76,1	Ventas de Energía y Potencia	47,0	42,6	3%	(9%)
95,5	54,2	Peajes	44,8	24,9	(43%)	(44%)
12,8	13,3	Otros Ingresos	6,5	6,1	4%	(6%)
(411,3)	(433,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(209,7)	(218,9)	5%	4%
(94,7)	(92,7)	Peajes	(45,0)	(42,7)	(2%)	(5%)
(18,5)	(22,3)	Compras de Energía y Potencia	(8,1)	(8,3)	21%	2%
(192,2)	(216,2)	Consumo de Gas	(97,7)	(115,4)	12%	18%
(23,6)	(7,8)	Consumo de Petróleo	(16,6)	(4,8)	(67%)	(71%)
(37,9)	(44,5)	Consumo de Carbón	(19,6)	(22,4)	18%	14%
(44,6)	(50,1)	Otros	(22,7)	(25,4)	12%	12%
364,2	373,9	MARGEN BRUTO	183,8	181,9	3%	(1%)
(34,7)	(40,8)	Gastos por Beneficios a Empleados	(17,7)	(20,0)	18%	13%
(16,2)	(15,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(7,7)	(7,9)	(5%)	3%
(119,9)	(117,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(60,4)	(58,8)	(2%)	(3%)
193,3	200,1	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	98,1	95,2	4%	(3%)
313,3	317,6	EBITDA	158,5	154,0	1%	(3%)
5,3	9,4	Ingresos Financieros	2,8	4,5	76%	62%
(40,4)	(42,2)	Gastos Financieros	(20,2)	(21,1)	4%	4%
1,4	(8,0)	Diferencias de Cambio	0,8	(6,9)	-	-
1,8	6,7	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,1	2,1	265%	89%
10,0	(13,9)	Otras Ganancias (Pérdidas)	14,6	(9,7)	-	-
(21,9)	(47,9)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(0,9)	(31,0)	119%	119%
171,4	152,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	97,2	64,2	(11%)	(34%)
(32,6)	(43,0)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(18,9)	(19,4)	32%	3%
138,8	109,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	78,3	44,8	(21%)	(43%)
124,2	111,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	67,3	46,5	(10%)	(31%)
14,6	(2,5)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	11,0	(1,7)	-	-

(*): 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 CMF, con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

Tabla 5: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	jun-17	dic-17	jun-18
Chile (CLP / US\$)	664,29	614,75	651,21
Chile UF (CLP/UF)	26.665,09	26.798,14	27.158,77
Perú (PEN / US\$)	3,26	3,25	3,27

3.1. Análisis Resultado Operacional Chile

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 2T17, 2T18 y acumulado a Jun17 y Jun18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
681,0	702,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS (*)	346,6	348,5	3%	1%
339,1	307,1	Venta a Clientes Regulados	165,0	149,1	(9%)	(10%)
187,2	283,0	Venta a Clientes Libres	97,3	141,2	51%	45%
68,5	71,2	Ventas de Energía y Potencia	43,3	39,2	4%	(10%)
75,9	30,3	Peajes	35,8	14,0	(60%)	(61%)
10,3	10,9	Otros Ingresos	5,1	5,0	6%	(2%)
(343,0)	(355,0)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(175,8)	(181,1)	3%	3%
(77,5)	(71,0)	Peajes	(36,6)	(31,8)	(8%)	(13%)
(15,6)	(15,9)	Compras de Energía y Potencia	(8,1)	(8,3)	2%	2%
(149,1)	(173,6)	Consumo de Gas	(74,7)	(91,8)	16%	23%
(23,6)	(7,8)	Consumo de Petróleo	(16,6)	(4,8)	(67%)	(71%)
(37,9)	(44,5)	Consumo de Carbón	(19,6)	(22,4)	18%	14%
(39,4)	(42,2)	Otros	(20,2)	(22,1)	7%	10%
337,9	347,5	MARGEN BRUTO	170,8	167,4	3%	(2%)
(32,0)	(37,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(16,3)	(18,5)	19%	14%
(15,0)	(14,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(7,0)	(7,2)	(5%)	3%
(103,9)	(101,0)	Gastos por Depreciación y Amortización	(52,3)	(50,6)	(3%)	(3%)
187,1	194,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	95,2	91,1	4%	(4%)
291,0	295,3	EBITDA	147,6	141,7	2%	(4%)

(*): Por aplicación de nueva normativa IFRS (NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes), se realizó una reclasificación en los ingresos de US\$29,4 millones desde Peajes a Ventas a Clientes Libres. Dicha normativa comenzó a regir a partir de enero de 2018, por lo que su efecto se muestra a partir de este periodo.

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T18 ascendieron a US\$348,5 millones**, aumentaron respecto al 2T17, debido principalmente a mayores ventas a clientes libres y una mayor generación hidroeléctrica. Los mayores ingresos fueron parcialmente compensados por menores: (1) ingresos por concepto de peajes producto del cambio de metodología en el cobro de estos peajes, los cuales, a contar de enero de 2018, son pagados directamente al dueño de las instalaciones de transmisión, (2) ventas a clientes regulados, y (3) ventas de energía y potencia en el mercado spot.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Jun18 ascendieron a **US\$702,5 millones**, aumentando un 3% 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, sumado a mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron US\$181,1 millones**, mayor a los US\$175,8 millones registrados en el 2T17. Los mayores costos del trimestre se explican principalmente por un mayor costo de consumo de gas y de carbón. Los mayores costos del trimestre fueron parcialmente compensados por un menor consumo de diésel y menores costos por concepto de peajes.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles a Jun18 ascendieron a **US\$355,0 millones**, aumentando un 3% respecto a Jun17. Los mayores costos se explican por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales.

El **EBITDA del 2T18** disminuyó un 4% respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando **US\$141,7 millones**. La disminución se explica principalmente por los mayores costos de materias primas y consumibles anteriormente explicados y mayores gastos por beneficios a empleados, producto de la apreciación del tipo de cambio promedio del trimestre respecto a igual período del año anterior. Los mayores costos fueron parcialmente compensados por los mayores ingresos de actividades ordinarias.

En términos acumulados, el **EBITDA** aumentó desde US\$291,0 millones a Jun17 a **US\$295,3 millones a Jun18**. El mayor EBITDA se explica principalmente por los mayores ingresos de actividades ordinarias explicados anteriormente, compensados parcialmente por un aumento en los costos de materias primas y consumibles, y el mayor gasto por beneficios a empleados.

3.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 2T17, 2T18 y acumulado a Jun17 y Jun18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
94,6	105,0	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	47,0	52,3	11%	11%
59,6	56,5	Ventas a clientes Regulados	29,2	27,5	(5%)	(6%)
7,8	17,2	Venta a Clientes Libres	3,8	9,3	121%	144%
5,1	4,9	Ventas Otras Generadoras	3,7	3,4	(5%)	(7%)
19,6	23,9	Peajes	9,0	11,0	22%	22%
2,5	2,5	Otros Ingresos	1,3	1,1	(2%)	(21%)
(68,3)	(78,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(34,0)	(37,8)	15%	11%
(17,2)	(21,7)	Peajes	(8,4)	(11,0)	26%	30%
(2,9)	(6,4)	Compras de Energía y Potencia	(0,0)	(0,0)	123%	(9%)
(43,1)	(42,6)	Consumo de Gas	(23,0)	(23,6)	(1%)	3%
(5,2)	(7,9)	Otros	(2,5)	(3,2)	52%	28%
26,3	26,4	MARGEN BRUTO	13,0	14,5	0%	11%
(2,8)	(3,0)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,4)	(1,5)	7%	8%
(1,2)	(1,2)	Otros Gastos, por Naturaleza	(0,7)	(0,6)	(2%)	(7%)
(16,1)	(16,4)	Gastos por Depreciación y Amortización	(8,0)	(8,2)	2%	3%
6,3	5,8	RESULTADO DE OPERACIÓN	2,9	4,1	(7%)	42%
22,3	22,2	EBITDA	10,9	12,3	(0%)	13%

Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 2T18** ascendieron a **US\$52,3 millones**, aumentando un 11% con respecto al 2T17, explicado principalmente por mayores: (1) ventas a clientes libres producto del inicio de contratos bilaterales y (2) ingresos por concepto de peajes producto de un ajuste tarifario en mayo de 2018. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas a clientes regulados.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Jun18 ascendieron a **US\$105,0 millones**, aumentando un 11% respecto a Jun17, explicado principalmente por las mismas razones que en términos trimestrales.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados aumentaron un 11%** respecto a igual trimestre del año anterior. El aumento respecto a 2T17 se explica principalmente por mayores: (1) costos por concepto de peajes producto de un ajuste tarifario en mayo de 2018, (2) otros costos operacionales producto de un componente de pago que antes se registraba dentro de compras de energía y potencia y a partir de enero de 2018, por un cambio regulatorio, se registra como otros costos operacionales, y (3) costos de consumo de gas.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron **US\$78,6 millones** a Jun18, aumentando un 15% con respecto a Jun17. El aumento se explica principalmente por las mismas razones que explican las variaciones trimestrales, sumado a mayores compras de energía y potencia en el mercado spot.

El **EBITDA** de Fenix totalizó **US\$12,3 millones** al 2T18, mayor que el EBITDA de US\$10,9 millones registrado en el 2T17. El mayor EBITDA se explica principalmente por mayores ingresos de actividades ordinarias provenientes de un aumento en ventas a clientes libres. Los mayores ingresos fueron principalmente compensados por mayores costos de materias primas y consumibles anteriormente explicados.

En términos acumulados, el **EBITDA** de Fenix a Jun18 alcanzó **US\$22,2 millones**, en línea con el EBITDA registrado a Jun17.

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

La Tabla 8 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 2T17, 2T18 y acumulado a Jun17 y Jun18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
jun-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
5,3	9,4	Ingresos Financieros	2,8	4,5	76%	62%
(40,4)	(42,2)	Gastos Financieros	(20,2)	(21,1)	4%	4%
1,4	(8,0)	Diferencias de Cambio	0,8	(6,9)	-	-
1,8	6,7	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,1	2,1	265%	89%
10,0	(13,9)	Otras Ganancias (Pérdidas)	14,6	(9,7)	-	-
(21,9)	(47,9)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(0,9)	(31,0)	119%	-
171,4	152,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	97,2	64,2	(11%)	(34%)
(32,6)	(43,0)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(18,9)	(19,4)	32%	3%
138,8	109,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	78,3	44,8	(21%)	(43%)
124,2	111,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	67,3	46,5	(10%)	(31%)
14,6	(2,5)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	11,0	(1,7)	-	-

El **resultado no operacional** el 2T18 presentó una **pérdida de US\$31,0 millones**, que se compara con la pérdida de US\$0,9 millones en 2T17. La mayor pérdida del trimestre se explica principalmente por: (1) un ingreso no recurrente por US\$23,4 millones, registrado en el 2T17, producto del reconocimiento de un activo por impuestos diferidos en nuestra filial Fenix, (2) el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre, y (3) un aumento registrado en la línea “Otras Ganancias (Pérdidas)”, producto del registro contable de provisiones por deterioro de activos individuales por un total de US\$4 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por: (1) mayores ingresos financieros provenientes de mejores tasas de retorno de inversión de los excedentes de caja, y (2) un aumento registrado en la línea “Resultado de sociedades Contabilizadas por el método de Participación” como resultado de la disolución de la sociedad HidroAysén S.A en noviembre de 2017, que previo a dicha disolución presentaba pérdidas.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun18 presentó una **pérdida de US\$47,9 millones**, mayor a la pérdida de US\$21,9 millones presentada a Jun17. La mayor pérdida se explica por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, a lo que suma un aumento registrado en la línea “Resultado de sociedades Contabilizadas por el método de Participación” como resultado de una revalorización de los terrenos de propiedad de HydroAysén, producto de su contabilización a valor de liquidación.

El **gasto por impuestos** del 2T18 ascendió a **US\$19,4 millones**, en línea con el gasto por impuesto de US\$18,9 millones del 2T17. A pesar de que el 2T18 presenta menores ganancias que igual trimestre del año anterior, el gasto por impuesto se mantiene como resultado principalmente del aumento en la tasa de impuesto a la renta desde 25,5% a 27,0% en Chile, y porque la utilidad a nivel de combinación de negocios en nuestra filial Fenix registrada en 2T17, anteriormente explicada, no se encuentra afecta a impuesto.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Jun18 ascendió a **US\$43,0 millones**, que se compara con el gasto por impuesto de US\$32,6 millones presentados en Jun17. El mayor cargo por impuestos se explica principalmente por: (1) el aumento en la tasa de impuesto a la renta desde 25,5% a 27,0%, en Chile, y (2) una utilidad por impuesto (diferido) registrada en el primer semestre en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano durante el periodo, efecto que no se produce en el mismo período del 2018.

La Compañía presentó en el 2T18 una **ganancia que alcanzó los US\$44,8 millones**, menor a la ganancia de US\$78,3 millones del 2T17. La menor ganancia se explica principalmente por la mayor pérdida no operacional registrada durante el trimestre, anteriormente explicada.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia a Jun18 por **US\$109,2 millones**, menor a la ganancia de US\$138,8 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, compensado en parte por el mayor EBITDA del período.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO



La Tabla 9 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2017 y al 30 de junio de 2018. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

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

	dic-17	jun-18	Var	Var %
Activos corrientes	1.147,2	1.010,6	(136,6)	(12%)
Activos no corrientes	5.775,4	5.727,8	(47,6)	(1%)
TOTAL ACTIVOS	6.922,5	6.738,4	(184,1)	(3%)
Pasivos corrientes	354,8	276,7	(78,2)	(22%)
Pasivos no corrientes	2.617,0	2.588,1	(28,9)	(1%)
Patrimonio neto	3.950,7	3.873,6	(77,1)	(2%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.922,5	6.738,4	(184,1)	(3%)

■ ■ ■ **Activos Corrientes:** Alcanzaron US\$1.010,6 millones, disminuyendo un 12% con respecto al cierre de Dic17, explicado principalmente por una disminución del Efectivo y Efectivo Equivalente producto del pago del dividendo definitivo por US\$212,8 millones en mayo de 2018.

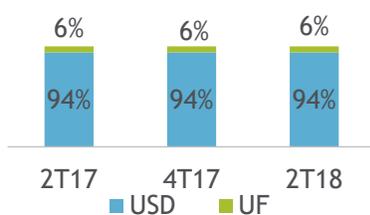
■ ■ ■ **Activos No Corrientes:** Registraron US\$5.727,8 millones al cierre de Jun18, disminuyendo levemente respecto al saldo registrado a Dic17 explicado principalmente por la depreciación de activo fijo, compensado en parte por el capex del período.

■ ■ ■ **Pasivos Corrientes:** Totalizaron US\$276,7 millones al cierre de Jun18, disminuyendo un 22% con respecto al cierre de Dic17, principalmente debido a la disminución de cuentas por pagar a Jun18 y provisiones registradas en el saldo a Dic17 por pagos de impuestos realizados en abril de 2018.

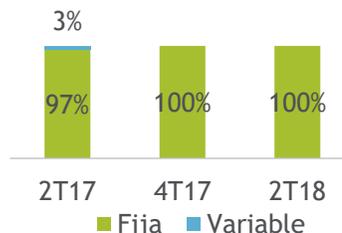
■ ■ ■ **Pasivos No Corrientes:** Totalizaron US\$2.588,1 millones al cierre de Jun18, en línea con el saldo registrado a Dic17.

■ ■ ■ **Patrimonio:** La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.873,6 millones, lo cual significó una disminución de un 2% en relación al cierre de Dic17. Esta disminución se debe principalmente al reparto del dividendo definitivo por US\$212,8 millones en mayo de 2018.

Deuda por Moneda*



Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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

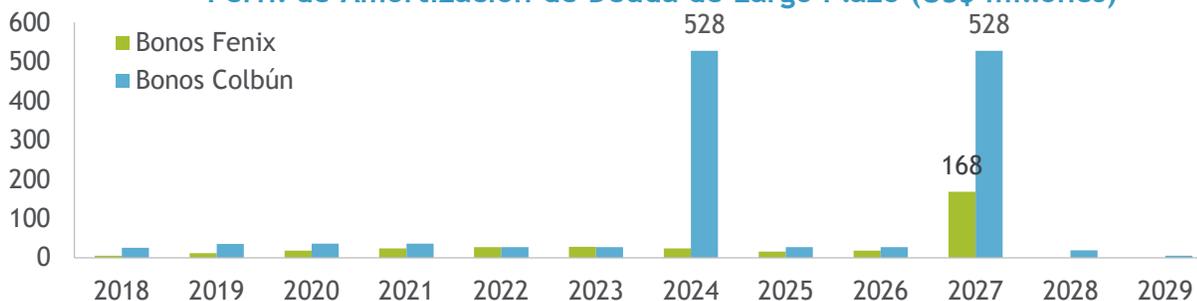


Tabla 10: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-17	jun-18	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.659,5	1.634,9	(24,6)	(1%)
Inversiones Financieras**	810,2	695,6	(114,6)	(14%)
Deuda Neta	849,2	939,3	90,0	11%
EBITDA LTM	692,1	696,4	4,3	1%
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,3	0,1	10%

(*) El monto incluye bono internacional de US\$340 millones y leasing financiero de US\$15,1 millones, ambos 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.

Análisis de Deuda: La Deuda Financiera alcanzó US\$1.634,9 millones, en línea respecto a Dic17. Por su parte, las Inversiones Financieras totalizaron en US\$695,6 millones, disminuyendo un 14% en comparación a Dic17, explicado principalmente por el pago del dividendo definitivo en mayo de 2018 por US\$212,8 millones. Dado lo anterior, la Deuda Neta totalizó en US\$939,3 millones. Por su parte, el EBITDA LTM (últimos 12 meses) se mantuvo en línea con respecto al cierre del 2017.

El ratio Deuda Neta/EBITDA LTM aumentó levemente desde 1,2 veces al cierre de Dic17 a 1,3 veces al cierre de Jun18.

La vida media de la Deuda Financiera de largo plazo es de 7,2 años.

La tasa promedio de la Deuda Financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,5%.

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-17	jun-18	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,23	3,65	13,0%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,06	3,42	11,9%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,75	0,74	(1,7%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,94%	9,66%	(19,1%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,06%	90,34%	2,6%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,80	5,62	17,1%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	7,46%	6,67%	(10,5%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,94%	3,81%	(3,4%)
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,39%	8,60%	2,5%

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

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

- ■ La **Liquidez Corriente** y la **Razón Ácida** fueron de 3,65x y 3,42x a Jun18, aumentando con respecto a Dic17, debido a una disminución de los pasivos corrientes como resultado principalmente de la disminución de cuentas por pagar a Jun18.
- ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,74x a Jun18, en línea con el valor de 0,75x a Dic17.
- ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Jun18 fue de 9,66%, disminuyendo con respecto a Dic17, principalmente explicado por la disminución de los pasivos corrientes debido a la disminución de cuentas por pagar a Jun18 y provisiones registradas en el saldo a Dic17 por pagos de impuestos realizados en abril de 2018.
- ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Jun18 fue de 90,34%, aumentando respecto al valor de 88,06% obtenido a Dic17. El aumento se explica principalmente por la disminución de los pasivos corrientes anteriormente explicada.
- ■ La **Cobertura de Gastos Financieros** a Jun18 fue de 5,62x, aumentando respecto al valor de 4,80x obtenido a Dic17, principalmente explicado por los menores gastos financieros respecto al cierre de Dic17, producto del menor saldo de deuda financiera vigente.
- ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Jun18 fue de 6,67%, disminuyendo respecto del valor de 7,46% registrado a Dic17. La variación se explica principalmente por la menor utilidad registrada durante el período.
- ■ La **Rentabilidad del Activo** y el **Rendimiento de Activos Operacionales** a Jun18 fueron de 3,81% y 8,60% respectivamente. La rentabilidad del activo disminuyó respecto a Dic17 principalmente por la menor utilidad del período. Por su parte, el rendimiento de activos operacionales aumentó respecto a Dic17, debido al menor saldo de activo fijo promedio, proveniente de la mayor depreciación acumulada del período Dic17. Este efecto fue parcialmente compensado por el menor resultado operacional registrado a Jun18.

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-17	jun-18		2T17	2T18	Ac/Ac	T/T
667,0	810,2	Efectivo Equivalente Inicial*	664,2	880,7	21%	33%
236,4	229,6	Flujo Efectivo de la Operación	124,2	98,8	(3%)	(20%)
(152,4)	(255,0)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(76,4)	(235,2)	67%	208%
(71,5)	(74,4)	Flujo Efectivo de Inversión**	(31,1)	(32,2)	4%	4%
12,5	(99,7)	Flujo Neto del Período	16,6	(168,7)	-	-
1,0	(14,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(0,4)	(16,5)	-	-
680,5	695,6	Efectivo Equivalente Final	680,5	695,6	2%	2%

(*) 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 2T18, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto negativo de US\$168,7 millones**, comparado con el Flujo de Efectivo neto positivo de US\$16,6 millones del trimestre anterior.

Actividades de la operación: Durante el 2T18 se generó un flujo neto positivo de US\$98,8 millones, disminuyendo un 20% respecto al 2T17. El menor flujo se explica principalmente por una mayor tasa de pagos provisionales mensuales y por mayor pago por impuesto a la renta.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$229,6 millones a Jun18, levemente menor respecto al flujo neto positivo de US\$236,4 millones a Jun17, explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$235,2 millones durante el 2T18, que se compara con el flujo neto negativo de US\$76,4 millones al 2T17. El mayor flujo neto negativo del trimestre se explica principalmente por el pago del dividendo definitivo en mayo de 2018 por US\$212,8 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$255,0 millones a Jun18, mayor que el flujo neto negativo de US\$152,4 millones a Jun17, explicado principalmente por el mayor reparto de dividendos realizados en 2018 a cargo de las utilidades de 2017 respecto a los dividendos repartidos en el mismo período del año anterior.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$32,2 millones durante el 2T18, en línea con los desembolsos por US\$31,1 millones al 2T17.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$74,4 millones a Jun18, en línea con los desembolsos por US\$71,5 millones a Jun17.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS



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

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 recientemente iniciado en el mes de abril, presenta al 30 de junio una probabilidad de excedencia del SEN de un 76,3%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Cabe recordar, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con Metrogas hasta el 2019 y con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) con un contrato que incluye capacidad reservada de regasificación por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Estos contratos permiten contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año.

Desde finales de 2016 Colbún se ha adjudicado el suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 2.300 GWh aproximadamente y se encuentra en negociaciones para concretar nuevos acuerdos.

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

7.2 Perspectiva De Mediano Plazo en Perú

En el segundo trimestre de 2018, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 43,2%, siendo 12,9% el valor registrado en igual trimestre de 2017. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del segundo trimestre fue de 2,9%, superando el bajo crecimiento que se experimentó en 2017. El comportamiento futuro de los costos marginales está supeditado principalmente al crecimiento de la demanda, a la hidrología y a los cambios regulatorios que tienen relación con la declaración de precios.

7.3 Plan De Crecimiento y Acciones De Largo Plazo

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

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

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en distintas etapas de madurez, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos, fuentes variables y sus respectivas líneas de transmisión.

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 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 y 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 SEN 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 El Médano (6,6 MW): El Médano es un proyecto hidroeléctrico, que se ubica a continuación del proyecto La Mina en el río Maule, en la comuna de San Clemente, aproximadamente 100 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 6,6 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.

El día 13 de abril de 2018 se obtiene la aprobación de la DIA, dándose inicio al proceso de licitación para la construcción y compra de equipamiento, el cual concluirá durante el 3T18. Se estima que con estos antecedentes se podría tomar la decisión de inicio de construcción.

■ ■ ■ Proyecto Eólico Horizonte (607 MW): El proyecto Horizonte es un parque eólico ubicado a 70 km al noreste de Taltal y 170 km al suroeste de Antofagasta. Considera una potencia total de aproximadamente 607 MW y una generación anual promedio de aproximadamente 1.900 GWh.

Este proyecto se inicia a partir de la adjudicación de una licitación convocada por el Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo, construcción y operación de un Parque Eólico mediante una concesión de uso oneroso por 30 años, en un sector de propiedad fiscal de cerca de 8 mil hectáreas.

Para su desarrollo se estiman 4 años para las etapas de estudios y permisos más 3 años para la construcción.

Durante el segundo trimestre de 2018 se continuó con la etapa de factibilidad y estudios.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (150 MW):** luego de una negociación con uno de los más grandes productores de tecnología solar en el mundo, la empresa estadounidense First Solar, la Compañía llegó a un acuerdo para adquirir el proyecto solar fotovoltaico greenfield “Sol de Tarapacá”, que contempla una capacidad instalada de 150 MW.

El proyecto se ubicado en la Región de Tarapacá, comuna de Pozo Almonte, a seis kilómetros aproximados al suroeste de La Tirana. Su incorporación es un buen complemento al porfolio actual de proyectos de Colbún. El norte de Chile presenta una de las zonas con mayor radiación en el mundo, lo que lo hace un lugar ideal para proyectos de tecnología solar fotovoltaica.

Durante el segundo trimestre de 2018 se progresó con la revisión de los antecedentes existentes y en las definiciones para la actualización de los estudios ambientales para viabilizar el proyecto.

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

Durante el segundo trimestre del 2018, la Compañía procedió con el desarrollo de los estudios y preparación de los antecedentes para llevar a cabo el ingreso a tramitación del EIA de este proyecto.

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

Respecto al desarrollo de este proyecto, Colbún ha decidido diferir el desarrollo de este mientras no estén dadas las condiciones de mercado para ejecutar la iniciativa, las que se monitorean de manera permanente.

■ ■ ■ **HidroAysén:** El 17 de noviembre de 2017, la sociedad Hidroaysén S.A., de la cual Colbun S.A. posee el 49%, informó el cese de actividades y cancelación del " Proyecto Hidroeléctrico Hidroaysen" debido a que no es factible en términos económicos, en el contexto de la actual situación del mercado eléctrico y sus perspectivas futuras; procediéndose a la disolución de la sociedad y liquidación de bienes, el desistimiento de las acciones judiciales pendientes y la renuncia a los derechos de agua del Proyecto.

De acuerdo a lo informado en el Hecho Esencial el día 17 de noviembre de 2017, en el cierre del ejercicio 2014, Colbún S.A. registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto aproximado de US\$102 millones, por lo tanto, la disolución no tendrá efectos contables adversos que sean materiales.

En la actualidad, la sociedad está en proceso de disolución y de liquidación de sus activos.

A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

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

B. Factores de Riesgo

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

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas de respaldo o bien recurrir al mercado spot. Esta situación podría encarecer los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objetivo mantener un equilibrio entre la generación competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón y a gas natural costo eficiente, y otras energías renovables costo eficientes y debidamente complementadas por otras fuentes de generación dada su intermitencia y volatilidad) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetidas sequías, una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados. Con el objetivo de minimizar el uso del agua y asegurar la disponibilidad operacional durante periodos de escasez hídrica, Colbún ha construido una Planta de Osmosis Inversa que permite reducir hasta en un 50% el agua utilizada en el proceso de enfriamiento de los ciclos combinados del Complejo Nehuencho. La planta terminó su construcción en mayo de 2017 y entró en operación durante el tercer trimestre del 2017.

En Perú, Colbún cuenta con una central de ciclo combinado y una política comercial orientada a comprometer a través de contratos de mediano y largo plazo, dicha energía de base. La exposición a hidrologías secas es acotada ya que sólo impactaría en caso de eventuales fallas operacionales que obliguen a recurrir al mercado spot. Adicionalmente el mercado eléctrico peruano presenta una oferta térmica eficiente y disponibilidad de gas natural local suficiente para respaldarla.

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

En Chile, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. Lo anterior genera un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados, tales como opciones *call* y opciones *put*, entre otras, para cubrir la porción remanente de esta exposición en caso de existir. En caso contrario, ante una hidrología abundante, la Compañía podría encontrarse en una posición excedentaria en el mercado spot cuyo precio estaría en parte determinado por el precio de los combustibles.

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales, dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo.

Al igual que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía.

Por lo anteriormente expuesto, la exposición al riesgo de variaciones de precios de los combustibles se encuentra en parte mitigado.

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

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

Respecto al suministro de gas natural en Chile, Colbún mantiene contratos de mediano plazo con ERSA y Metrogas y para el largo plazo destaca el nuevo contrato con ERSA por opciones de suministro de gas natural licuado y capacidad reservada de regasificación, vigente desde el año 2018 al 2030 que permitirá a Colbún disponer de gas natural para el Complejo Nehuencho. 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 abril de 2018), invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana y una política de gestión de inventario de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

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

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

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

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

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha 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, los anuncios en temas de energía que ha dado el nuevo gobierno contemplan 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, (v) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas y (vi) la Ley Miscelánea anunciada por el gobierno que busca perfeccionar aspectos (no definidos hasta ahora) de la pasada Ley de Transmisión. 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, especialmente los reglamentos de servicios complementarios y de Coordinación y Operación del Sistema los cuales que se encuentran en contraloría y el reglamento de los sistemas de transmisión y planificación de la transmisión que se encuentra en fase de mesas de trabajo, (ii) Aplicación de ruta energética 2018-2022 en línea con la Política Energética a largo plazo para el país (2050) impulsada por el gobierno anterior, (iii) el primer Plan de Expansión Anual de Transmisión para el Año 2017 y (iv) Mesas de descarbonización de la matriz energética de Chile, entre otras.

En Perú, el Ministerio de Energías y Minas (Minem) en el mes de diciembre de 2017 aprobó nuevas disposiciones normativas para la declaración del precio del gas (se declarará el precio del gas una vez al año y tiene ahora un precio mínimo de declaración) y solicitó reportar inflexibilidades operativas de las unidades generadoras. Si bien el Minem, durante el primer semestre, ha establecido una mesa de trabajo que debe concluir con un proyecto de ley que corrija las distorsiones del sector eléctrico, tales como la declaración del precio del gas, sobrecontratación de distribuidoras y la migración de Clientes Regulados a Libres, aun no existe un acuerdo entre los agentes del sector que permita la elaboración de un proyecto de Ley.

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

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

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

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

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

Adicionalmente, y dada la diferencia de precios de la energía entre clientes libres y regulados, pudiese ocurrir que ciertos clientes regulados podrían acogerse a régimen de cliente libre. Lo anterior se puede producir dada la opción, contenida en la legislación eléctrica que permite que los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden ser categorizados como clientes regulados o libres. Colbún tiene uno de los parques de generación más eficientes del sistema chileno, por lo que tiene la capacidad de ofrecer condiciones competitivas.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural).

El crecimiento que se ha observado en el mercado chileno (y potencialmente en el peruano) de fuentes de generación renovables de fuentes variables como la generación solar y eólica, puede generar costos de integración y por lo tanto afectar las condiciones de operación del resto del sistema eléctrico, sobre todo en ausencia de un mercado de servicios complementarios que remunere adecuadamente los servicios necesarios para gestionar la variabilidad de las fuentes de generación indicadas.

B.2 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también a las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartes u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes. La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos).

La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

La exposición a flujos en monedas distintas al dólar se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de las ventas de la Compañía denominada directamente o con indexación al dólar. Del mismo modo, los principales costos corresponden a compras de petróleo diésel, gas natural y carbón, los que incorporan fórmulas de fijación de precios basados en precios internacionales denominados en dólares. Respecto de los desembolsos en proyectos de inversión, la Compañía incorpora indexadores en sus contratos con proveedores y en ocasiones recurre al uso de derivados para fijar los egresos en monedas distintas al dólar.

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

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

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

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-17	dic-17	jun-18
Fija	97%	100%	100%
Variable	3%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Al 30 de junio de 2018, la deuda financiera de la Compañía se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

B.2.3 Riesgo de crédito

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

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

Al 30 de junio de 2018, 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 2018, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$696 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 64 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\$110 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 2018, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional AA- por Fitch Ratings y AA- por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es Baa2 por Moody's, BBB por S&P y BBB por Fitch Ratings, todas con perspectivas estables.

Por su parte, Fenix cuenta con clasificaciones de riesgo internacional Baa3 por Moody's, BBB- por Standard & Poor's (S&P) y BBB- por Fitch Ratings, todas con perspectivas estables.

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

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

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

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

La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada mediante la aplicación de una política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales de Balance denominadas en monedas distintas al dólar. En base a lo anterior, al 30 de junio de 2018 la exposición de la Compañía frente al impacto de diferencias de cambio sobre partidas estructurales se traduce en un potencial efecto de aproximadamente US\$4,3 millones, en términos trimestrales, en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

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

El riesgo de crédito se encuentra acotado por cuanto Colbún opera únicamente con contrapartes bancarias locales e internacionales de alto nivel crediticio y ha establecido políticas de exposición máxima por contraparte que limitan la concentración específica con estas instituciones. En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a BBB+ y las entidades extranjeras tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 14%. 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 21% 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.

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD



Este documento tiene por objeto entregar información general sobre Colbún S.A. En caso alguno constituye un análisis exhaustivo de la situación financiera, productiva y comercial de la sociedad.

Este documento podría contener declaraciones sobre perspectivas futuras de la Compañía y debe ser considerado como estimaciones sobre la base de buena fe por parte de Colbún S.A.

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. publica en su sitio web (www.colbun.cl) y envía a la Comisión para el Mercado Financiero los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas. Dichos documentos se encuentran disponibles para su consulta y examen y deben ser leídos como complemento a este reporte.