



3° TRIMESTRE 2018



ANÁLISIS RAZONADO DE LOS
ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS

Al 30 de septiembre de 2018

3T18

INFORME TRIMESTRAL

SINÓPSIS DEL PERÍODO	3
GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS	5
Generación y Ventas Físicas Chile	5
ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS	8
Análisis Resultado Operacional Chile	9
Análisis de Ítems No Operacionales Consolidado	10
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
ANEXO	26
Generación y Ventas Físicas Perú	26
Análisis Resultado Operacional Perú	26

Conference Call
Resultados 3T18

Fecha: Miércoles 31 de Octubre 2018

Hora: 03:00 PM Eastern Time
04:00 PM Chile Time

US Toll Free: 1 877 407 9210
International Dial: +1 201 689 8049
Event Link:
<http://www.investorcalendar.com/event/39346>

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 tercer trimestre del año 2018 (3T18) alcanzó **US\$156,3 millones**, un 10% menor que el EBITDA de US\$174,0 millones del tercer trimestre del año 2017 (3T17). El menor EBITDA se explica principalmente por: (1) menores ventas a clientes regulados y (2) mayores costos de materias primas y consumibles, como resultado de un aumento en el costo de gas y de carbón. Estos efectos fueron compensados en parte por mayores ventas a clientes libres.

En términos acumulados, el **EBITDA** a septiembre 2018 (Sep18) alcanzó **US\$473,9 millones**, un 3% menor que el EBITDA de US\$487,3 millones a septiembre 2017 (Sep17). La disminución se explica principalmente por los mayores costos de materias primas y consumibles, anteriormente explicados. Los mayores costos fueron parcialmente compensados por mayores ingresos, provenientes de un aumento en ventas a clientes libres y por una mayor generación hidroeléctrica.

■ El **resultado no operacional** el 3T18 presentó una **pérdida de US\$20,2 millones**, en línea con la pérdida de US\$19,1 millones en 3T17.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep18 presentó una **pérdida de US\$68,1 millones**, mayor a la pérdida de US\$41,0 millones presentada a Sep17. La mayor pérdida se explica principalmente por 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 y por el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por 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, y por mayores ingresos financieros provenientes de mejores tasas de retorno de inversión de los excedentes de caja.

■ El **gasto por impuestos** del 3T18 ascendió a **US\$22,8 millones**, menor respecto al gasto por impuesto de US\$25,2 millones del 3T17. La disminución se explica principalmente por la menor ganancia presentada respecto a igual trimestre del año anterior, compensado parcialmente por el aumento en la tasa de impuesto a la renta desde 25,5% a 27,0% en Chile.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Sep18 ascendió a **US\$65,9 millones**, que se compara con el gasto por impuesto de US\$57,8 millones presentados en Sep17. A pesar de que a nivel acumulado las ganancias son menores respecto a igual período del año anterior, el mayor cargo por impuestos se explica principalmente por: (1) el aumento en la tasa de impuesto a la renta, mencionado anteriormente y (2) una utilidad por impuesto (diferido) registrada en igual período del año anterior en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano, efecto que no se produce en el mismo período del 2018.

■ La Compañía presentó en el 3T18 una **ganancia que alcanzó los US\$53,9 millones**, menor a la ganancia de US\$70,2 millones del 3T17. La menor ganancia se explica principalmente por el menor EBITDA registrado durante el trimestre.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia a Sep18 por **US\$163,1 millones**, menor a la ganancia de US\$209,1 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por el menor EBITDA del período y por la mayor pérdida no operacional anteriormente explicada.

■ Al cierre del 3T18 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$784,6 millones** y una **deuda neta de US\$848,5 millones**.

Hechos destacados del trimestre:

■ ■ ■ Respecto a la estrategia comercial, durante el 3T18, Colbún ha suscrito **nuevos acuerdos de suministro de energía eléctrica**, de mediano plazo, **con clientes libres por 500 GWh/año** aproximadamente. En términos acumulados, la Compañía ha contratado aproximadamente 2.800 GWh/año de su generación con nuevos clientes.

■ ■ ■ Como reconocimiento a la Compañía en materia de sostenibilidad, en septiembre de 2018, **Colbún fue seleccionado para listar por tercera vez en el Dow Jones Sustainability Index Chile** (DJSI Chile) **y segunda vez en el DJSI MILA**, en sus versiones 2018. En el caso de DJSI Chile, el índice agrupa las compañías con mejor calificación de Chile, mientras que el DJSI MILA reúne a las empresas con mejor calificación de los mercados de la Alianza del Pacífico. Cabe señalar que este índice es un grupo de indicadores que evalúa si el trabajo de las empresas se está gestionando y dando a conocer alineadamente con los indicadores que impactan en el desarrollo del negocio en el largo plazo. La medición considera diversos aspectos económicos, de gobierno corporativo, de gestión social y medioambiental.

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

Cifras Acumuladas		Resumen	Cifras Trimestrales		Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	T/T
1.159,6	1.176,4	Ingresos de actividades ordinarias (US\$ millones)	384,0	369,0	(4%)
487,3	473,9	EBITDA (US\$ millones)	174,0	156,3	(10%)
209,1	163,1	Ganancia del Ejercicio (US\$ millones)	70,2	53,9	(23%)
919,7	848,5	Deuda Neta (US\$ millones)	919,7	848,5	(8%)
8.362	8.709	Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.811	2.918	4%
2.192	2.285	Ventas de energía contratada Perú (GWh)	809	725	(10%)
9.636	10.007	Generación total Chile (GWh)	3.058	3.037	(1%)
2.977	2.727	Generación total Perú (GWh)	1.188	1.121	(6%)

2. GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

Generación y Ventas Físicas Chile

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T17, 3T18 y acumulado a Sep17 y Sep18.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
9.409	9.865	Total Ventas Físicas (GWh)	3.027	3.032	5%	0%
4.813	4.170	Clientes Regulados	1.580	1.376	(13%)	(13%)
3.548	4.539	Clientes Libres	1.231	1.542	28%	25%
1.048	1.156	Ventas en el Mercado Spot	216	114	10%	(47%)
1.601	1.637	Potencia (MW)	1.615	1.657	2%	3%
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
9.636	10.007	Total Generación (GWh)	3.058	3.037	4%	(1%)
3.740	4.191	Hidráulica	1.403	1.349	12%	(4%)
5.815	5.713	Térmica	1.626	1.641	(2%)	1%
3.395	3.524	Gas	846	914	4%	8%
198	65	Diésel	32	22	(67%)	(33%)
2.221	2.124	Carbón	747	705	(4%)	(6%)
81	103	ERFV	29	47	27%	60%
81	85	Eólica*	29	33	5%	12%
0	18	Solar	0	14	-	-
52	65	Compras en el Mercado Spot (GWh)	52	65	25%	25%
996	1.091	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	164	49	10%	(70%)

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

ERFV: Energías renovables de fuentes variables

Las ventas físicas durante el 3T18 alcanzaron 3.032 GWh, en línea en comparación con el 3T17. Por su parte, la generación del trimestre disminuyó levemente en un 1%, principalmente por una menor generación hidráulica (55 GWh t/t) y con carbón (42 GWh t/t), compensado en parte por una mayor generación con gas (68 GWh t/t) y con ERFV (18 GWh t/t).

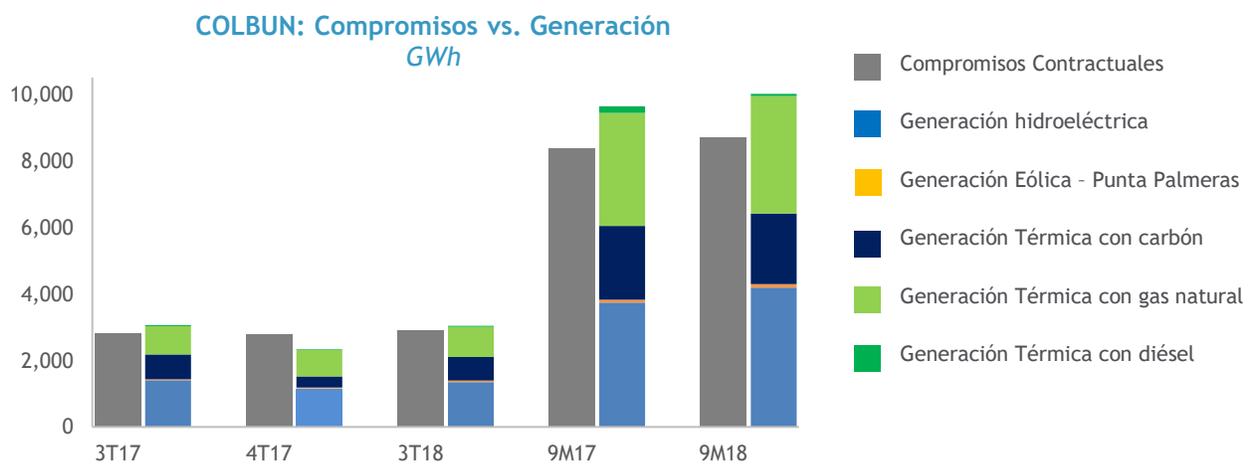
El balance en el mercado spot durante el trimestre registró ventas netas por 49 GWh, menores comparado con las ventas netas de 164 GWh registradas en el 3T17. Durante el trimestre, el **100% de los compromisos de suministro de Colbún fueron abastecidos con generación base costo eficiente** (hidroeléctrica, carbón y gas natural).

En términos acumulados, las ventas físicas y la generación total de Colbún alcanzaron a Sep18 9.865 GWh y 10.007 GWh, aumentando un 5% y un 4% respectivamente, en comparación a Sep17. Las mayores ventas físicas se explican principalmente por mayores ventas a clientes libres y ventas en el mercado spot, compensadas en parte por menores ventas a clientes regulados. Por su parte, la generación acumulada aumenta principalmente por una mayor generación hidráulica (451 GWh Ac/Ac), gas (128 GWh Ac/Ac) y con ERFV (22 GWh Ac/Ac), compensado en parte por una menor generación con diésel (133 GWh Ac/Ac) y con carbón (97 GWh Ac/Ac).

El balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.091 GWh a Sep18, mayores a las ventas netas por 996 GWh registradas en igual período del año anterior.

Mix de Generación en Chile: El año hidrológico (Abr18-Mar19) ha presentado precipitaciones inferiores a un año medio en las principales cuencas del SEN, con un déficit de precipitaciones en el 3T18: Aconcagua: (-26%); Maule: (-17%); Angostura: (-23%); Canutillar: (-3%); Laja: (-10%). Sin embargo, la energía acumulada en los embalses durante 3T18 excede a la registrada en 3T17.

Durante el 3T18, la generación total del SEN aumentó en un 2% respecto al 3T17, proveniente de un aumento en: (1) generación ERNC (391 GWh t/t), (2) generación térmica a carbón (253 GWh t/t) y (3) generación hidráulica (79 GWh t/t). La mayor generación fue parcialmente compensada por una menor generación con gas (355 GWh t/t). Por su parte, el costo marginal promedio medido en Alto Jahuel aumentó un 23% respecto al 3T17, promediando US\$71,0/MWh en el 3T18.



3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado (Chile y Perú) de los trimestres 3T17, 3T18 y acumulado a Sep17 y Sep18.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
1.159,6	1.176,4	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	384,0	369,0	1%	(4%)
599,6	540,0	Venta a Clientes Regulados	200,9	176,4	(10%)	(12%)
304,6	447,8	Venta a Clientes Libres	109,6	147,6	47%	35%
93,8	94,3	Ventas de Energía y Potencia	20,2	18,2	1%	(10%)
142,4	74,1	Peajes	46,9	19,9	(48%)	(58%)
19,2	20,3	Otros Ingresos	6,5	6,9	5%	8%
(594,2)	(618,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(182,8)	(185,3)	4%	1%
(143,2)	(128,7)	Peajes	(48,5)	(36,0)	(10%)	(26%)
(30,8)	(35,3)	Compras de Energía y Potencia	(12,3)	(13,0)	15%	5%
(261,4)	(304,0)	Consumo de Gas	(69,3)	(87,8)	16%	27%
(28,6)	(12,8)	Consumo de Petróleo	(5,0)	(5,0)	(55%)	0%
(59,6)	(67,6)	Consumo de Carbón	(21,8)	(23,1)	13%	6%
(70,6)	(70,5)	Otros	(26,0)	(20,4)	(0%)	(21%)
565,4	557,5	MARGEN BRUTO	201,2	183,7	(1%)	(9%)
(53,8)	(60,2)	Gastos por Beneficios a Empleados	(19,1)	(19,4)	12%	1%
(24,3)	(23,4)	Otros Gastos, por Naturaleza	(8,0)	(7,9)	(4%)	(1%)
(179,5)	(176,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(59,5)	(59,5)	(1%)	(0%)
307,8	297,0	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	114,5	96,8	(4%)	(15%)
487,3	473,9	EBITDA	174,0	156,3	(3%)	(10%)
8,5	14,4	Ingresos Financieros	3,2	5,0	69%	57%
(62,3)	(63,1)	Gastos Financieros	(21,8)	(20,9)	1%	(4%)
4,1	(9,6)	Diferencias de Cambio	2,7	(1,6)	-	-
3,1	9,6	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,3	2,8	205%	118%
5,6	(19,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,4)	(5,5)	-	24%
(41,0)	(68,1)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(19,1)	(20,2)	66%	6%
266,9	228,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	95,4	76,7	(14%)	(20%)
(57,8)	(65,9)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(25,2)	(22,8)	14%	(10%)
209,1	163,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	70,2	53,9	(22%)	(23%)
194,4	168,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	70,1	56,8	(13%)	(19%)
14,7	(5,4)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,1	(2,9)	-	-

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

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	sept-17	dic-17	sept-18
Chile (CLP / US\$)	637,93	614,75	660,42
Chile UF (CLP/UF)	26.656,79	26.798,14	27.357,45
Perú (PEN / US\$)	3,27	3,25	3,30

3.1. Análisis Resultado Operacional Chile

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de los trimestres 3T17, 3T18 y acumulado a Sep17 y Sep18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
1.013,5	1.022,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS (*)	332,5	320,1	1%	(4%)
508,7	456,7	Venta a Clientes Regulados	169,6	149,6	(10%)	(12%)
293,5	425,2	Venta a Clientes Libres	106,3	142,2	45%	34%
82,9	83,0	Ventas de Energía y Potencia	14,4	11,8	0%	(18%)
112,7	41,3	Peajes	36,8	11,0	(63%)	(70%)
15,7	16,4	Otros Ingresos	5,4	5,5	5%	2%
(490,2)	(501,2)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(147,2)	(146,3)	2%	(1%)
(116,3)	(97,5)	Peajes	(38,8)	(26,5)	(16%)	(32%)
(27,7)	(28,7)	Compras de Energía y Potencia	(12,2)	(12,8)	3%	5%
(194,1)	(236,9)	Consumo de Gas	(45,0)	(63,3)	22%	41%
(28,6)	(11,5)	Consumo de Petróleo	(5,0)	(3,6)	(60%)	(27%)
(59,6)	(67,6)	Consumo de Carbón	(21,8)	(23,1)	13%	6%
(63,9)	(59,1)	Otros	(24,4)	(16,9)	(7%)	(31%)
523,3	521,3	MARGEN BRUTO	185,3	173,8	(0%)	(6%)
(49,7)	(55,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(17,7)	(17,8)	12%	0%
(22,1)	(21,3)	Otros Gastos, por Naturaleza	(7,0)	(7,1)	(3%)	0%
(155,6)	(152,3)	Gastos por Depreciación y Amortización	(51,7)	(51,2)	(2%)	(1%)
295,9	292,1	RESULTADO DE OPERACIÓN (**)	108,8	97,8	(1%)	(10%)
451,5	444,3	EBITDA	160,6	149,0	(2%)	(7%)

(*): 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\$39,9 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 3T18 ascendieron a US\$320,1 millones**, disminuyendo respecto al 3T17, debido principalmente a menores: (1) ventas a clientes regulados y (2) 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. Los menores ingresos fueron parcialmente compensados por mayores ventas a clientes libres.

En términos acumulados, los ingresos de actividades ordinarias a Sep18 ascendieron a **US\$1.022,5 millones**, aumentando un 1% respecto a igual período del año anterior. Los mayores ingresos del período se explican principalmente por mayores ventas a clientes libres y una mayor generación hidroeléctrica. Los mayores ingresos fueron parcialmente compensados por menores ingresos por concepto de peajes y ventas a clientes regulados.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados totalizaron US\$146,3 millones**, en línea con los costos por US\$147,2 millones registrados en el 3T17.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles a Sep18 ascendieron a **US\$501,2 millones**, aumentando un 2% respecto a Sep17, principalmente por un mayor precio de consumo de gas y de carbón. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores: (1) costos por concepto de peajes y (2) costos registrados en la línea "Otros" asociados principalmente a gastos de mantenimientos y seguros.

El **EBITDA del 3T18** disminuyó un 7% respecto a igual trimestre del año anterior, alcanzando **US\$149,0 millones**. La disminución se explica principalmente por los menores ingresos de actividades ordinarias, anteriormente explicados.

En términos acumulados, el **EBITDA** disminuyó desde US\$451,5 millones a Sep17 a **US\$444,3 millones a Sep18**. El menor EBITDA se explica principalmente por el aumento en los costos de materias primas y consumibles, y el mayor gasto por beneficios a empleados respecto a igual período del año anterior. Estos efectos fueron compensados parcialmente por los mayores ingresos de actividades ordinarias y el menor gasto por depreciación y amortización.

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

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado (Chile y Perú) del 3T17, 3T18 y acumulado a Sep17 y Sep18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 6: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
8,5	14,4	Ingresos Financieros	3,2	5,0	69%	57%
(62,3)	(63,1)	Gastos Financieros	(21,8)	(20,9)	1%	(4%)
4,1	(9,6)	Diferencias de Cambio	2,7	(1,6)	-	-
3,1	9,6	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,3	2,8	205%	118%
5,6	(19,3)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(4,4)	(5,5)	-	24%
(41,0)	(68,1)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(19,1)	(20,2)	66%	6%
266,9	228,9	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	95,4	76,7	(14%)	(20%)
(57,8)	(65,9)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(25,2)	(22,8)	14%	(10%)
209,1	163,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	70,2	53,9	(22%)	(23%)
194,4	168,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	70,1	56,8	(13%)	(19%)
14,7	(5,4)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,1	(2,9)	-	-

El **resultado no operacional** el 3T18 presentó una **pérdida de US\$20,2 millones**, en línea con la pérdida de US\$19,1 millones en 3T17.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep18 presentó una **pérdida de US\$68,1 millones**, mayor a la pérdida de US\$41,0 millones presentada a Sep17. La mayor pérdida se explica principalmente por 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 y por el efecto negativo de la variación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre partidas temporales del balance en moneda local durante el trimestre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por 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, y por mayores ingresos financieros provenientes de mejores tasas de retorno de inversión de los excedentes de caja.

El **gasto por impuestos** del 3T18 ascendió a **US\$22,8 millones**, menor respecto al gasto por impuesto de US\$25,2 millones del 3T17. La disminución se explica principalmente por la menor ganancia presentada respecto a igual trimestre del año anterior, compensado parcialmente por el aumento en la tasa de impuesto a la renta desde 25,5% a 27,0% en Chile.

En términos acumulados, el gasto por impuesto a Sep18 ascendió a **US\$65,9 millones**, que se compara con el gasto por impuesto de US\$57,8 millones presentados en Sep17. A pesar de que a nivel acumulado las ganancias son menores respecto a igual período del año anterior, el mayor cargo por impuestos se explica principalmente por: (1) el aumento en la tasa de impuesto a la renta, mencionado anteriormente y (2) una utilidad por

impuesto (diferido) registrada en igual período del año anterior en Fenix, como resultado de la apreciación del sol peruano, efecto que no se produce en el mismo período del 2018.

La Compañía presentó en el 3T18 una **ganancia que alcanzó los US\$53,9 millones**, menor a la ganancia de US\$70,2 millones del 3T17. La menor ganancia se explica principalmente por el menor EBITDA registrado durante el trimestre.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia a Sep18 por **US\$163,1 millones**, menor a la ganancia de US\$209,1 millones de igual período del año anterior, explicado principalmente por el menor EBITDA del período y por la mayor pérdida no operacional anteriormente explicada.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

La Tabla 7 presenta un análisis de cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2017 y al 30 de septiembre de 2018. Posteriormente serán analizadas las principales variaciones.

Tabla 7: Principales Partidas del Balance Consolidado, Chile y Perú (US\$ millones)

	dic-17	sept-18	Var	Var %
Activos corrientes	1.147,2	1.116,6	(30,6)	(3%)
Activos no corrientes	5.775,4	5.703,0	(72,4)	(1%)
TOTAL ACTIVOS	6.922,5	6.819,6	(103,0)	(1%)
Pasivos corrientes	354,8	280,7	(74,1)	(21%)
Pasivos no corrientes	2.617,0	2.615,2	(1,8)	(0%)
Patrimonio neto	3.950,7	3.923,7	(27,0)	(1%)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.922,5	6.819,6	(103,0)	(1%)

Activos Corrientes: Alcanzaron US\$1.116,6 millones, disminuyendo un 3% 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, compensado en parte por el flujo de operación del período.

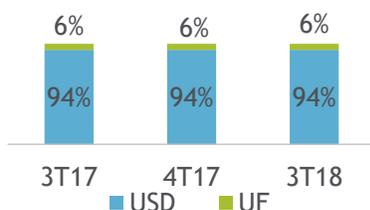
Activos No Corrientes: Registraron US\$5.703,0 millones al cierre de Sep18, disminuyendo levemente respecto al saldo registrado a Dic17 explicado principalmente por la depreciación de activo fijo, compensado en parte por el capex del período.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$280,7 millones al cierre de Sep18, disminuyendo un 21% con respecto al cierre de Dic17, principalmente debido a la disminución de cuentas por pagar a Sep18 y provisiones registradas en el saldo a Dic17 por pagos de impuestos realizados en abril de 2018.

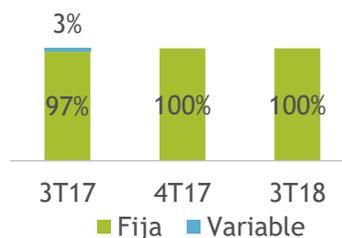
Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.615,2 millones al cierre de Sep18, en línea con el saldo registrado a Dic17.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio Neto de US\$3.923,7 millones, lo cual significó una leve disminución de un 1% en relación al cierre de Dic17. Esta disminución se debe principalmente al reparto del dividendo definitivo antes indicado.

Deuda por Moneda*



Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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



Tabla 8: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-17	sept-18	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta*	1.659,5	1.633,1	(26,3)	(2%)
Inversiones Financieras**	810,2	784,6	(25,6)	(3%)
Deuda Neta	849,2	848,5	(0,7)	(0%)
EBITDA LTM	692,1	678,7	(13,4)	(2%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	1,2	1,3	0,0	2%

(*) El monto incluye bono internacional de US\$355 millones y leasing financiero de US\$15,0 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.

La vida media de la Deuda Financiera de largo plazo es de 6,9 años.

La tasa promedio de la Deuda Financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,6%.

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 9: Índices Financieros

Indicador	dic-17	sept-18
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,23	3,98
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,06	3,76
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,75	0,74
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,94%	9,69%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,06%	90,31%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,80	4,32
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	7,46%	6,16%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	3,94%	3,57%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	8,39%	8,31%

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 3,98x y 3,76x a Sep18, aumentando con respecto a Dic17, debido a una disminución de los pasivos corrientes como resultado principalmente de la disminución de cuentas por pagar a Sep18 producto del cambio en el mix de generación entre períodos.
- ■ La **Razón de Endeudamiento** alcanzó 0,74x a Sep18, en línea con el valor de 0,75x a Dic17.
- ■ El porcentaje de **Deuda de Corto Plazo** a Sep18 fue de 9,69%, disminuyendo con respecto a Dic17, principalmente explicado por la disminución de los pasivos corrientes, anteriormente explicado.
- ■ El porcentaje de **Deuda de Largo Plazo** a Sep18 fue de 90,31%, 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 Sep18 fue de 4,32x, disminuyendo respecto al valor de 4,80x obtenido a Dic17, principalmente explicado por la menor utilidad registrada durante el período, compensado parcialmente por los menores gastos financieros respecto al cierre de Dic17, producto del menor saldo de deuda financiera vigente.
- ■ La **Rentabilidad Patrimonial** a Sep18 fue de 6,16%, 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 Sep18 fueron de 3,57% y 8,31% respectivamente. La rentabilidad del activo disminuyó respecto a Dic17 principalmente por la menor utilidad del período. Por su parte, el rendimiento de activos operacionales disminuyó respecto a Dic17, debido al menor resultado operacional registrado a Sep18.

6. ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO



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

Tabla 10: Resumen del Flujo Efectivo de Chile y Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
667,0	810,2	Efectivo Equivalente Inicial*	680,5	695,6	21%	2%
406,8	372,0	Flujo Efectivo de la Operación	170,4	142,4	(9%)	(16%)
(195,7)	(279,2)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(43,3)	(24,2)	43%	(44%)
(105,3)	(100,6)	Flujo Efectivo de Inversión**	(33,7)	(26,2)	(4%)	(22%)
105,8	(7,8)	Flujo Neto del Período	93,4	91,9	-	(2%)
3,0	(17,8)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	2,0	(3,0)	-	-
775,8	784,6	Efectivo Equivalente Final	775,8	784,6	1%	1%

(*) 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 3T18, la Compañía presentó un **Flujo de Efectivo neto positivo de US\$91,9 millones**, en línea con el Flujo de Efectivo neto positivo de US\$93,4 millones del trimestre anterior.

■ ■ ■ **Actividades de la operación:** Durante el 3T18 se generó un flujo neto positivo de US\$142,4 millones, disminuyendo un 16% respecto al 3T17. El menor flujo se explica principalmente por: (1) menores ventas a clientes regulados y (2) mayores costos de materias primas y consumibles, como resultado de un aumento en el costo de gas y de carbón.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$372,0 millones a Sep18, menor respecto al flujo neto positivo de US\$406,8 millones a Sep17, explicado por las mismas razones que explican las variaciones en términos trimestrales, sumado a los mayores costos de materias primas y consumibles.

■ ■ ■ **Actividades de financiamiento:** Generaron un flujo neto negativo de US\$24,2 millones durante el 3T18, que se compara con el flujo neto negativo de US\$43,3 millones al 3T17. El menor flujo neto negativo del trimestre se asocia principalmente al refinanciamiento del bono internacional con vencimiento en el año 2020, realizado en el 3T17, que tenía diferente calendario de pago de intereses y a los gastos de emisión del mismo.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$279,2 millones a Sep18, mayor que el flujo neto negativo de US\$195,7 millones a Sep17, 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\$26,2 millones durante el 3T18, en línea con los desembolsos por US\$33,7 millones al 3T17.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$100,6 millones a Sep18, en línea con los desembolsos por US\$105,3 millones a Sep17.

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 iniciado en el mes de abril, presenta al 30 de septiembre una probabilidad de excedencia del SEN de un 83,1%. Dado lo anterior, la matriz energética ha continuado su operación con mayores fuentes termoeléctricas. Cabe recordar, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de suministro con Metrogas hasta el 2019 y con Enap Refinerías S.A. (“ERSA”) con un contrato que incluye capacidad reservada de regasificación por 13 años cuya entrada en vigencia fue el 1° de enero de 2018. Estos contratos permiten contar con gas natural para operar dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del primer semestre, período del año en el cual generalmente se registra una menor disponibilidad de recurso hídrico. Además, existe la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables en la segunda mitad del año.

Desde finales de 2016 Colbún se ha adjudicado el suministro de mediano plazo con clientes libres por más de 2.800 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 tercer trimestre de 2018, el SEIN registró una condición hidrológica con probabilidad de excedencia de 34,2%, siendo 19,5% el valor registrado en igual trimestre de 2017. La tasa de crecimiento acumulada de la demanda eléctrica al cierre del tercer trimestre fue de 3,0%, 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. El proceso de licitación para la construcción y compra de equipamiento se encuentra en etapa de revisión de ofertas y se estima que se podría tomar la decisión para el inicio de construcción el 4T18.

■ ■ ■ **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 3T trimestre de 2018 se continuó con el desarrollo de la etapa de factibilidad y estudios.

■ ■ ■ **Proyecto Solar Fotovoltaico Sol de Tarapacá (150 - 200 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”.

El proyecto se ubica 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 3T18 se adjudicó el contrato para la actualización de los estudios ambientales.

■ ■ ■ **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 3T18, la Compañía continuó 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 a este proyecto, Colbún ha decidido diferir su desarrollo 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.

La disolución de la sociedad fue acordada en Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 7 de diciembre de 2017, la que fue reducida a escritura pública con fecha 14 de agosto de 2018 en la notaría de Santiago de don Germán Rousseau del Río.

La liquidación de la sociedad y adjudicación de sus activos a cada socio fue acordada con fecha 7 de septiembre de 2018.

7.4 Gestión de Riesgo

A. Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

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

B. Factores de Riesgo

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

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo Hidrológico

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

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

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

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

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

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

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

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

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

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

Por su parte, en Perú, Fenix cuenta con contratos de largo plazo con el consorcio ECL88 (Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol) y acuerdos de transporte de gas con TGP.

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

Respecto a los proyectos de Ley que están en discusión en el Congreso, destacan (i) la reforma al Código de Aguas, (ii) 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. Adicionalmente, el Ministerio de Energía ha anunciado la creación de una “Ley Miscelánea” que buscará perfeccionar aspectos de la Ley de Transmisión promulgada el 2016. El contenido de esta Ley aún no ha sido anunciado por el Ministerio.

Por otro lado, La Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía han continuado desarrollando Mesas de Trabajo para seguir con sus labores normativas, destacando la Mesa del Reglamentos de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión. Adicionalmente, el Ministerio está llevando a cabo (i) una Mesa de Descarbonización de la matriz eléctrica, (ii) la aplicación de la ruta energética 2018-2022 en línea con la Política Energética de Largo Plazo para el país (2050) impulsada por el gobierno anterior, y (iii) el Plan de Expansión Anual de Transmisión para el Año 2018.

En Perú, a fines de septiembre de 2018, el Ministerio de Energías y Minas (MINEM) aprobó nuevas disposiciones que permiten modificar contratos entre Generadores y Distribuidoras en Potencias contratadas, plazos y/o precios pactados entre generadores y distribuidores. Además, el MINEM está desarrollando un procedimiento para la supervisión y fiscalización del mecanismo de racionamiento de gas natural y continúa la discusión sobre el proyecto de ley que aborda la declaración de precios del gas.

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 11: Perfil de Deuda Financiera

Tasa de interés	sept-17	dic-17	sept-18
Fija	100%	100%	100%
Variable	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Al 30 de septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2018, Colbún cuenta con excedentes de caja por aproximadamente US\$785 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 76 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 y (ii) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la Compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$119 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 septiembre 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 septiembre 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 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 24% 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.

8. ANEXO FENIX POWER

8.1 Generación y Ventas Físicas Perú

La Tabla a continuación presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T17, 3T18 y acumulado a Sep17 y Sep18.

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
3.001	2.885	Total Ventas Físicas (GWh)	1.163	1.097	(4%)	(6%)
2.192	2.285	Clientes bajo Contrato	809	725	4%	(10%)
809	601	Ventas en el Mercado Spot	355	371	(26%)	5%
558	551	Potencia (MW)	556	553	(1%)	(1%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	Var %
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
2.977	2.727	Total Generación (GWh)	1.188	1.121	(8%)	(6%)
2.977	2.727	Gas	1.188	1.121	(8%)	(6%)
93	210	Compras en el Mercado Spot (GWh)	0	0	126%	-
716	391	Ventas - Compras en el Mercado Spot (GWh)	355	371	(45%)	5%

8.2. Análisis Resultado Operacional Perú

La Tabla a continuación muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA de Fenix para los trimestres 3T17, 3T18 y acumulado a Sep17 y Sep18. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla: EBITDA Perú (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sept-17	sept-18		3T17	3T18	Ac/Ac	T/T
146,1	153,9	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	51,5	48,9	5%	(5%)
91,0	83,3	Ventas a clientes Regulados	31,3	26,8	(8%)	(14%)
11,1	22,6	Venta a Clientes Libres	3,3	5,4	104%	63%
10,9	11,3	Ventas Otras Generadoras	5,7	6,5	4%	12%
29,6	32,8	Peajes	10,1	8,8	11%	(12%)
3,5	3,8	Otros Ingresos	1,0	1,4	9%	36%
(104,0)	(117,6)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(35,7)	(39,1)	13%	10%
(26,8)	(31,2)	Peajes	(9,6)	(9,5)	16%	(1%)
(3,0)	(6,5)	Compras de Energía y Potencia	(0,1)	(0,1)	117%	(7%)
(67,4)	(67,1)	Consumo de Gas	(24,3)	(24,5)	(0%)	1%
0,0	(1,4)	Consumo de Diésel	0,0	(1,4)	-	-
(6,8)	(11,4)	Otros	(1,6)	(3,5)	68%	119%
42,1	36,3	MARGEN BRUTO	15,8	9,9	(14%)	(38%)
(4,1)	(4,6)	Gastos por Beneficios a Empleados	(1,4)	(1,7)	12%	20%
(2,2)	(2,0)	Otros Gastos, por Naturaleza	(1,0)	(0,9)	(7%)	(12%)
(23,9)	(24,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(7,8)	(8,3)	3%	6%
11,9	4,9	RESULTADO DE OPERACIÓN	5,6	(0,9)	(59%)	-
35,8	29,6	EBITDA	13,5	7,4	(17%)	(45%)

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.