

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2015

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del tercer trimestre del año 2015 (3T15) alcanzó **US\$180,9 millones**, un 55% mayor que el EBITDA de US\$117,0 millones del 3T14. El 3T15 presentó condiciones hidrológicas favorables y una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo respecto al 3T14. El EBITDA del 3T15 incluye un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW).

En términos acumulados, el EBITDA a septiembre 2015 (Sep15) alcanzó US\$410,0 millones, mayor a los US\$377,6 millones a Sep14. Pese a que la generación hidroeléctrica acumulada ha sido menor respecto al año previo, la disminución en el costo de generación ha más que compensado la falta hídrica. El costo térmico promedio ponderado de la compañía ha caído un 42% desde US\$110/MWh a US\$62/MWh, siendo el gas natural el que más disminuyó (46%).

■ El **resultado no operacional** al 3T15 presentó una **pérdida de US\$18,4 millones** (vs. una pérdida de US\$21,3 millones el 3T14) dada principalmente por el ingreso no recurrente registrado en "Otras Ganancias (Pérdidas)" de US\$11,5 millones a consecuencia de la indemnización por el daño físico del seguro asociado al siniestro en Ene14 en la central Blanco (60 MW), en parte compensado por una mayor pérdida por diferencia de cambio

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep15 presenta una pérdida de US\$61,0 millones vs. una pérdida de US\$45,8 millones a Sep14. Esta mayor pérdida se explica principalmente por mayores gastos financieros tanto por un mayor nivel de deuda bruta promedio durante el año, como por una menor activación luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14.

■ El **gasto por impuestos** del 3T15 ascendió a **US\$37,9 millones**, superior a los US\$31,1 millones del 3T14. El aumento se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, compensado por el efecto neto de depreciación del tipo de cambio y corrección monetaria dada la mayor inflación en 3T15.

En términos acumulados a Sep15 registran US\$71,5 millones, vs. gastos por impuestos de US\$56,0 millones a Sep14. El mayor gasto por impuestos se explica principalmente por: (1) la mayor depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Sep15 que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos (depreciación acumulada de 15,2%-Sep15 versus 14,2%-Sep14), (2) un aumento de la tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780) y (3) una menor inflación acumulada, lo que conllevó en un menor efecto compensatorio de corrección monetaria (inflación acumulada de 3,0%-Sep15 versus 3,6%-Sep14).

■ La compañía presentó en el 3T15 una mayor **ganancia que alcanzó los US\$75,7 millones** (vs. una ganancia de US\$18,2 millones el 3T14), dado un mayor resultado operacional.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia de US\$132,8 millones, que se compara con la ganancia de US\$141,3 millones de igual período del año anterior. Pese a registrar un mayor resultado antes de impuestos, el mayor gasto por impuestos conlleva a una última línea levemente inferior.

■ Los **retiros físicos de clientes bajo contrato** durante el 3T15 alcanzaron 2.741 GWh, un 10% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior, dado principalmente por

una menor demanda de ambos tipos de clientes (regulados -12% y libres -8%). Sin embargo, las **ventas netas en el mercado spot** alcanzaron 456 GWh, más que triplicando lo registrado el 3T14. En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Sep15 alcanzaron 8.346 GWh, un 8% menor respecto a Sep14, explicado principalmente por la finalización del contrato de Conafe en Abr15, el contrato de Metro en Mar14 y el contrato de Codelco de respaldo en Dic14. Por su parte, las ventas netas al mercado spot totalizaron 1.273 GWh a Sep15, un 61% superior respecto a Sep14 producto de una menor demanda de clientes propios y una generación total que se mantuvo relativamente estable.

■ La **generación hidráulica** del 3T15 alcanzó **1.724 GWh**, un 5% inferior al 3T14. Las precipitaciones del trimestre fueron superiores a las del año 2014 e incluso mejores que las de un año medio en las cuencas relevantes para Colbún. Sin embargo, la generación hidroeléctrica fue menor que el año pasado, explicado en parte por el retraso del inicio de la temporada de lluvias del año 2015 (julio) en las cuencas del Maule y Biobío; mientras que para el año 2014 el inicio de la temporada de lluvias en dichas cuencas se registró en junio. Esperamos que parte de las precipitaciones del trimestre se vean reflejadas en afluentes que se registrarán posterior al cierre del 3T15. Adicionalmente, el despacho planificado del CDEC-SIC consideró: (1) menores costos variables termoeléctricos, (2) re-ingreso de centrales a carbón versus el 3T14, lo que conllevó a menores costos marginales, y menor despacho de centrales de embalse.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Sep15 alcanzó 4.179 GWh, un 8% menor respecto a Sep14 producto de la diferencia en las condiciones hidrológicas ya mencionadas.

■ La **generación a carbón** durante el 3T15 fue de **651 GWh**, 3% menor que al 3T14. Esto se explica por menor despacho del CDEC-SIC. Cabe destacar que la planta tuvo una alta disponibilidad (91%) durante el trimestre.

En términos acumulados, la generación a carbón a Sep15 alcanzó 2.142 GWh, un 2% superior a Sep14. Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón) a Sep15, esta representó un 76% de los compromisos contractuales, manteniéndose en línea con el 74% a Sep14. El remanente no cubierto por la generación base se cubrió con generación térmica con gas natural a un costo competitivo.

■ Al cierre del 3T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$1.090,6 millones** y una **deuda neta de US\$780,1 millones**.

1.1 GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T15 y 3T14, y acumulado a Sep15 y Sep14.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var	
sep-14	sep-15		3T14	3T15	Acc/Acc	T/T
9.818	9.619	Total Ventas Físicas (GWh)	3.193	3.197	(2%)	0%
5.439	5.068	Clientes Regulados	1.849	1.636	(7%)	(12%)
3.589	3.278	Clientes Libres	1.197	1.106	(9%)	(8%)
791	1.273	Ventas CDEC	147	456	61%	210%
1.715	1.584	Potencia (MW)	1.717	1.585	(8%)	(8%)
Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
sep-14	sep-15		3T14	3T15	Acc/Acc	T/T
10.007	9.854	Total Generación (GWh)	3.240	3.270	(2%)	1%
4.546	4.179	Hidráulica	1.816	1.724	(8%)	(5%)
2.822	3.217	Térmica Gas	536	868	14%	62%
543	244	Térmica Diésel	216	0	(55%)	(100%)
2.096	2.142	Térmica Carbón	672	651	2%	(3%)
-	72	Eólica - Punta Palmeras	-	27	-	-
24	0	Compras en el Mercado Spot	24	0	-	-
767	1.273	Ventas - Compras en el Mercado Spot	123	456	66%	270%

Mix de Generación

El año hidrológico (Abr15-Mar16) iniciado en Abr15 presentó escasas precipitaciones en los primeros meses. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas han mejorado considerablemente. Durante el 3T15 las precipitaciones alcanzaron niveles aún mayores a las de un año normal en todas las cuencas relevantes para Colbún. Pese a esta mejora, se mantiene un déficit de precipitaciones acumuladas tanto respecto a un año medio como respecto al año 2014. La única cuenca que se encuentra con mejores condiciones es el Aconcagua.

Por su parte, los primeros pronósticos de deshielos que han sido publicados por el CDEC-SIC muestran un escenario favorable para los próximos meses. El último reporte publicado con fecha 30 de septiembre, estima que para la cuenca del Maule (cuenca más relevante para la Compañía), la probabilidad de excedencia es de un 73%.

La **generación hidráulica del 3T15 alcanzó los 1.724 GWh, un 5% inferior al 3T14**, pese a que la disponibilidad del parque hídrico fue de un 96%, en línea al 3T14. La disminución se debe principalmente a menor generación de embalse (-13%), ya que la generación de centrales de pasada aumentó levemente (1%). La menor generación hidroeléctrica de embalse responde al despacho planificado por el CDEC-SIC explicado en parte por: (1) menores costos variables termoeléctricos, (2) re-ingreso de centrales a carbón, lo que conllevó a menores costos marginales, y una consecuente menor generación de embalse.

La **generación a carbón durante el 3T15 fue de 651 GWh**, 3% menor respecto al 3T14. Esto se explica por menor despacho producto de la situación hidrológica y por operación a menor carga en algunos períodos del trimestre. Cabe destacar que la planta tuvo una alta disponibilidad (91%) durante el trimestre.

La **generación térmica con gas natural del 3T15 aumentó 62%** respecto al 3T14. El aumento se explica por un mayor volumen de gas natural contratado para este trimestre. Es importante

mencionar que la compañía alcanzó un nuevo contrato de mediano plazo con ENAP en el mes de Sep15. Este permitirá tener un volumen de gas natural (adicional al ya contratado con Metrogas) para los años 2016-2019 con generación equivalente a un ciclo combinado operando el año completo.

Durante el 3T15 y dado los costos marginales del sistema, la **generación con diésel fue nula**, comparada con los 216 GWh generados en el 3T14. El SIC tuvo una mayor generación termoeléctrica eficiente (más carbón y gas), que en conjunto con una mayor generación de ERNC, permitieron que los costos marginales alcanzaran valores menores y acotaron la participación del diésel a un 1%. El costo marginal en promedio durante el 3T15 fue de US\$57/MWh, lo cual implica una caída de 54% respecto al 3T14.

Con respecto al mix de generación del 3T15, el **87% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente**: hidráulica y carbón (vs. 82% del 3T14). El resto de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural, y considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, es actualmente una fuente de generación de costo eficiente.

En **términos acumulados, la generación total de Colbún disminuyó 2%**, principalmente por menor generación diésel (-55%) e hidroeléctrica (-8%), en parte compensada por mayor generación con gas natural (+14%) y carbón (+2%). **La generación base representó el 76% de los compromisos a Sep15**, levemente mayor al 74% a Sep14. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza el 100% para ambos períodos bajo análisis.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 2 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 3T14 y 3T15, y acumulado a Sep15 y Sep14. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones del trimestre.

Tabla 2: Estado de Resultados (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-14	sep-15		3T14	3T15	Acc/Acc	Q/Q
1.172,5	1.012,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	351,2	337,0	(14%)	(4%)
541,1	480,6	Venta a Clientes Regulados	186,6	144,3	(11%)	(23%)
395,4	256,2	Venta a Clientes Libres	120,7	96,8	(35%)	(20%)
55,8	130,9	Ventas de Energía y Potencia	4,4	31,3	135%	609%
125,4	113,4	Peajes	39,2	37,9	(10%)	(3%)
54,8	31,3	Otros Ingresos	0,3	26,7	(43%)	7562%
(734,7)	(542,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(213,8)	(136,0)	(26%)	(36%)
(121,6)	(108,3)	Peajes	(36,2)	(34,5)	(11%)	(5%)
(41,8)	(24,1)	Compras de Energía y Potencia	(20,4)	(10,4)	(42%)	(49%)
(323,0)	(240,1)	Consumo de Gas	(64,6)	(48,8)	(26%)	(25%)
(106,5)	(42,1)	Consumo de Petróleo	(40,6)	(1,5)	(60%)	(96%)
(73,1)	(69,2)	Consumo de Carbón	(24,2)	(20,4)	(5%)	(16%)
(68,7)	(58,6)	Otros	(27,7)	(20,4)	(15%)	(26%)
437,8	470,0	MARGEN BRUTO	137,5	201,0	7%	46%
(44,2)	(42,5)	Gastos por Beneficios a Empleados	(14,9)	(13,7)	(4%)	(8%)
(16,1)	(17,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(5,6)	(6,3)	9%	14%
(134,5)	(144,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(46,3)	(48,9)	8%	5%
243,1	265,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	70,6	132,0	9%	87%
377,6	410,0	EBITDA	117,0	180,9	9%	55%
4,4	3,5	Ingresos Financieros	1,7	1,4	(20%)	(18%)
(51,8)	(67,1)	Gastos Financieros	(22,2)	(22,2)	30%	(0%)
6,7	2,1	Resultados por Unidades de Reajuste	1,0	0,9	(68%)	(12%)
(17,6)	(10,9)	Diferencias de Cambio	(4,4)	(11,4)	(38%)	161%
3,9	5,5	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,0	2,3	41%	137%
8,6	5,8	Otras Ganancias (Pérdidas)	1,6	10,5	(33%)	576%
(45,8)	(61,0)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(21,3)	(18,4)	33%	(14%)
197,3	204,3	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	49,3	113,6	4%	130%
(56,0)	(71,5)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(31,1)	(37,9)	28%	22%
141,3	132,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	18,2	75,7	(6%)	316%

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

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T15 ascendieron a US\$337,0 millones**, disminuyendo un 4% respecto al 3T14, principalmente por menores ingresos de clientes bajo contrato, parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot y por el ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro en Ene14 en la central Blanco (60 MW). En términos acumulados los ingresos ordinarios disminuyen un 14% por las mismas razones.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$144,3 millones el 3T15, un 19% menos respecto al 3T14 explicado principalmente por un menor volumen de ventas dado: (1) el vencimiento del contrato con Conafe en Abr15, (2) un precio monómico temporalmente más bajo (mayor tipo de cambio) y (3) menor demanda.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep15 alcanzaron US\$480,6 millones, disminuyendo en un 11% respecto a Sep14 explicado principalmente por un menor volumen de ventas y menor medida por un menor precio monómico.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$96,8 millones el 3T15, disminuyendo un 20% respecto al 3T14. El efecto principal en esta disminución se explica por el vencimiento del contrato con Codelco a costo marginal en Dic14, el cual fue reemplazado por otro contrato con el mismo cliente a precio de largo plazo. Este nuevo contrato contempla la comercialización por parte de Colbún de parte del suministro contratado por Codelco, cuyo margen se acredita en la facturación al cliente. Dicho monto se reconoce simultáneamente como ventas a otras generadoras.

En términos acumulados, las ventas a clientes libres valoradas a Sep15 alcanzaron US\$256,2 millones, menores en 35% con respecto a Sep14, debido principalmente a un menor precio monómico promedio de venta y en menor medida por menores ventas físicas, dada la expiración del contrato de Codelco en Dic14 (ya mencionado) y de Metro en Mar14.

Ventas de Energía y Potencia: Durante el 3T15 hubo ventas físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$31,3 millones (equivalentes a 468 GWh) aumentando en más de siete veces respecto al 3T14 (US\$4,4 millones – 147 GWh). Cabe mencionar que parte de estas ventas son descontadas en los ingresos a clientes libres como consecuencia del contrato de venta de energía a Codelco antes mencionado.

En términos acumulados, a Sep15 las ventas monetarias en el mercado spot aumentaron 134% explicadas principalmente por un mayor precio promedio y un mayor volumen de venta. Recordar que en términos acumulados a Sep15 también rige el descuento a Codelco ya mencionado.

Peajes: En términos trimestrales los peajes permanecen en línea con el año anterior. Sin embargo, la composición varía en cuanto disminuye el ingreso por cargo en el sistema de sub-transmisión dada una menor demanda de clientes, lo cual es compensado por un mayor cargo por sistema troncal y por el complemento de peaje adicional.

En términos acumulados, a Sep15 estos ingresos alcanzaron US\$113,4 millones, menores en 10% con respecto al año anterior. La disminución se explica por menores ingresos tarifarios del sistema troncal producto de una menor demanda y por un menor cargo en el sistema de sub-transmisión.

Otros Ingresos: Durante el 3T15 se registraron US\$26,7 millones versus US\$0,3 millones en el 3T14. El 3T15 incluye un ingreso no recurrente de US\$21,5 millones a consecuencia de la indemnización por lucro cesante del seguro asociado al siniestro ocurrido en Ene14 en la central Blanco (60 MW).

En términos acumulados, a Sep15 se registran otros ingresos por US\$31,3 millones, menor a los US\$54,8 millones a Sep14. El valor a Sep15 se explica en gran parte por la indemnización asociada a la central Blanco ya mencionada. Por su parte, la cifra a Sep14 se explica principalmente por: (1) la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II en 2013 por

US\$32,5 millones y (2) el margen resultante entre inyecciones y retiros acumulados valorizados durante el período de prueba (Ene14-Abr14) de la central Angostura por US\$19,7 millones.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en términos trimestrales (36%) y acumulados (26%)**, ambas disminuciones se explican principalmente por un menor costo de gas natural y petróleo diésel. Los costos se desglosan de la siguiente forma:

Peajes: En términos trimestrales los peajes permanecen relativamente en línea. Sin embargo, la composición varía en cuanto se registra un mayor costo asociado a mayores ingresos tarifarios y costos adicionales por peaje, lo cual es compensado por menores costos en el sistema de sub-transmisión y troncal dada principalmente una menor demanda de clientes y por menores costos asociados al VATT (Valor Anual de Transmisión por Tramo) tras la revisión de peajes en 2014. En términos acumulados, éstos disminuyen un 11% explicado principalmente, al igual que a nivel trimestral, por menores costos de peajes de sub-transmisión y troncal dada una menor demanda de clientes regulados y por menores costos asociados al VATT tras la revisión de peajes en 2014.

Compras de Energía y Potencia: Durante el 3T15 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$10,4 millones. Lo anterior representa una disminución en comparación a los US\$20,4 millones del 3T14. En términos físicos el 3T15 no presenta compras físicas de energía neta, sin embargo en ésta línea se registran las compras realizadas al parque eólico Punta Palmeras de Acciona Energía. Recordar que Colbún alcanzó un acuerdo con Acciona Energía en Jun13, donde se compromete a comprar a un precio estabilizado la energía generada por dicha instalación.

En términos acumulados, los desembolsos a Sep15 fueron de US\$24,1 millones, cifra inferior a los US\$41,8 millones a Sep14, principalmente por menores compras de potencia. Recordar que en el período de 2014 hubo desembolsos asociados a compras de potencia producto de la reducción de potencia firme por indisponibilidad de la central Nehuenco II, que tuvo una falla durante parte del período de control de potencia firme (mayo a septiembre del 2013).

Costos de combustibles: Durante el 3T15 alcanzaron US\$70,7 millones, menores en un 45% con respecto al mismo período del año anterior, a pesar de que la generación física con combustibles aumentó en un 7%. La disminución trimestral se debe principalmente a un menor costo de gas natural registrado y a una nula generación con diésel. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando la disminución del precio de estos *commodities* en los mercados internacionales y la mejora en las condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep15 ascendieron a US\$351,4 millones, 30% inferiores que a Sep14 explicado por las mismas razones que en términos trimestrales.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 3T15 registró pérdidas por US\$18,4 millones**, menores a las pérdidas de US\$21,3 millones del 3T14, principalmente por un mayor gasto en diferencia de cambio, compensado por mayores Otras Ganancias.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep15 presenta una mayor pérdida, la que se explica principalmente por un mayor gasto financiero explicado tanto por un mayor nivel de deuda bruta promedio durante el año, como por una menor activación de estos gastos financieros luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14.

Los principales componentes de este resultado son:

Diferencia de Cambio: Esta línea registró durante el 3T15 una pérdida de US\$11,4 millones que se explica principalmente por el impacto negativo de la mayor volatilidad del tipo de cambio CLP/US\$

en 3T15 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar.

En términos acumulados, esta línea presenta una pérdida de US\$11,2 millones que se compara positivamente con la pérdida de US\$17,6 millones a Sep14, lo anterior producto principalmente del efecto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ sobre un balance que se encontraba con un exceso de activos sobre pasivos en moneda local durante el año 2014.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: El gasto por impuestos del 3T15 ascendió a US\$37,9 millones, superior a los US\$31,1 millones del 3T14. El aumento se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, compensado por el efecto neto de depreciación del tipo de cambio y corrección monetaria dada la mayor inflación en 3T15.

En términos acumulados a Sep15 registran US\$71,5 millones, vs. gastos por impuestos de US\$56,0 millones a Sep14. El mayor gasto por impuestos se explica principalmente por: (1) la mayor depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Sep15 que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos (depreciación acumulada de 15,2%-Sep15 versus 14,2%-Sep14), (2) un aumento de la tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780) y (3) una menor inflación acumulada, lo que conllevó en un menor efecto compensatorio de corrección monetaria (inflación acumulada de 3,0%-Sep15 versus 3,6% - Sep14).

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2014 y al 30 de septiembre de 2015. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 3: Principales Partidas del Balance (US\$ millones)

	dic-14	sep-15	Var	Var %
Activos corrientes	1.270,2	1.384,3	114,1	9%
Efectivo y equivalentes al efectivo *	832,8	1.090,6	257,8	31%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	243,7	160,4	(83,3)	(34%)
<i>Ventas normales</i>	132,3	109,4	(22,9)	(17%)
<i>Deudores varios</i>	111,3	51,0	(60,4)	(54%)
Activos por impuestos corrientes	47,0	20,6	(26,4)	(56%)
Otros activos corrientes	146,7	112,7	(34,0)	(23%)
Activos no corrientes	5.112,2	5.054,4	(57,8)	(1%)
Propiedades, planta y equipo, neto	4.956,2	4.891,1	(65,1)	(1%)
Otros activos no corrientes	156,0	163,3	7,3	5%
TOTAL ACTIVOS	6.382,3	6.438,6	56,3	1%
Pasivos corrientes	258,3	201,8	(56,5)	(22%)
Pasivos no corrientes	2.763,5	2.766,3	2,9	0%
Patrimonio neto	3.360,6	3.470,5	109,9	3%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.382,3	6.438,6	56,3	1%

(*) La cuenta "Efectivo y Equivalentes al efectivo" 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.

Efectivo y Equivalentes al efectivo: Alcanzó US\$1.090,6 millones, mayor al cierre del año 2014 explicado principalmente por los flujos generados en las actividades de la operación durante el período, en parte compensados por el pago de dividendos, intereses e inversiones en propiedades, plantas y equipos (principalmente proyecto La Mina).

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: Alcanzó US\$160,4 millones, disminuyendo 34% con respecto al saldo existente a Dic14, principalmente dado por el uso de créditos fiscales asociados a impuestos por recuperar y por menores ventas normales.

Activos por Impuestos Corrientes: Registran un saldo de US\$20,6 millones al cierre de Sep15, variación que se debe principalmente a menor saldo de PPUA por Utilidades Absorbidas.

Otros Activos Corrientes: Alcanzaron US\$112,7 millones al cierre de Sep15, un 23% menor respecto a Dic14, dado principalmente por la amortización a la fecha de las primas por seguros y por menores saldos de inventario.

Propiedades, Plantas y Equipos, neto: Registró un saldo de US\$4.891,1 millones al cierre de Sep15, una leve disminución de 1% con respecto a Dic14, explicado principalmente por la depreciación del período, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la compañía (principalmente el proyecto La Mina).

Pasivos Corrientes: Alcanzaron US\$201,8 millones, una disminución de US\$56,5 millones en comparación al cierre de Dic14. Esta variación se explica principalmente por el pago del dividendo provisorio en Ene15 (US\$42,6 millones) y por un menor registro de cuentas por pagar a proveedores, ambos efectos compensados en parte por el traspaso de la porción de largo plazo al corto plazo de una amortización de un crédito internacional bancario (US\$40,0 millones).

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$2.766,3 millones al cierre de Sep15, manteniéndose en línea en comparación a Dic14. Si bien hubo una disminución en las obligaciones financieras que fueron traspasadas al corto plazo, esto fue compensado por un mayor registro de impuestos diferidos producto de la depreciación del tipo de cambio (-15,2%) dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

Análisis de Deuda: La deuda financiera alcanzó US\$1.870,7 millones, en línea al cierre de Dic14. Por su parte, las inversiones financieras aumentaron en US\$257,8 millones producto del flujo generado en el período, por lo que la Deuda Neta cayó en un 26%. El EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó a US\$569,0 millones, consecuentemente el ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un mínimo de 1,4 veces.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo es de 5,7 años.

La tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 4,8%.

	dic-14	sep-15	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta	1.893,9	1.870,7	(23,2)	(1%)
Inversiones Financieras*	832,8	1.090,6	257,8	31%
Deuda Neta	1.061,1	780,1	(281,0)	(26%)
EBITDA LTM	536,6	569,0	32,5	6%
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,0	1,4	(0,6)	(31%)

(*) 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.

Patrimonio: La compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.470,5 millones un 1% superior al cierre de 2014. Este aumento se debe a las utilidades acumuladas registradas en el período Ene15-Sep15.

4. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. 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 4: Índices Financieros

Indicador	sep-14	dic-14	sep-15	Var %	
				Acc/Acc	Dic/Sep
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,11	4,92	6,86	66,8%	40%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,85	4,54	6,41	66,3%	41%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,88	0,90	0,86	(3,3%)	(5%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	10,32%	8,55%	6,80%	(34,1%)	(20%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	89,68%	91,45%	93,20%	3,9%	2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	4,68	3,23	2,94	(37,2%)	(9%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto	4,21%	2,30%	2,05%	(51,4%)	(11%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	2,36%	1,28%	1,09%	(53,6%)	(14%)
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	6,16%	7,09%	7,64%	24,1%	8%

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, planta y equipo trimestre actual más el total de Propiedad, planta y equipo un año atrás dividido por dos.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 5: Resumen del Flujo Efectivo (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
sep-14	sep-15		3T14	3T15	Acc/Acc	Q/Q
260,4	832,8	Efectivo Equivalente Inicial ¹	337,4	912,5	220%	170%
428,8	469,6	Flujo Efectivo de la Operación	148,9	235,1	10%	58%
300,7	(137,8)	Flujo Efectivo de Financiamiento	430,9	(29,0)	(146%)	(107%)
(87,1)	(68,9)	Flujo Efectivo de Inversión ²	(20,3)	(22,8)	(21%)	12%
642,3	263,0	Flujo Neto del Período	559,4	183,3	(59%)	(67%)
(24,4)	(5,2)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(18,6)	(5,1)	(79%)	(72%)
878,3	1.090,6	Efectivo Equivalente Final ¹	878,3	1.090,6	24%	24%

(¹) El "Efectivo y Equivalentes al efectivo" 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.

(²) El "Flujo de 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 3T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$183,3 millones**, menor al valor de igual período del año pasado.

Actividades de la operación: Durante el 3T15 se generó un flujo neto positivo de US\$235,1 millones, 58% mayor que el 3T14, explicado principalmente por el mejor resultado operacional dado el mix de generación de la compañía.

En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$469,6 millones a Sep15, 10% mayor que a Sep14 cuya explicación también se debe a los resultados registrados durante el período.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$29,0 millones durante el 3T15, que se compara con el flujo neto positivo de US\$430,9 millones al 3T14. El flujo de este trimestre está asociado al pago de intereses y amortizaciones. Recordar que en Jul14 (3T14) la compañía emitió un bono internacional por US\$500,0 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$137,8 millones a Sep15, menor al comparar con el flujo neto positivo de US\$300,7 millones a Sep14. Las diferencias tienen su origen en las mismas razones que en términos trimestrales.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$22,8 millones durante el 3T15, similar al 3T14. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$68,9 millones a Sep15, menor al mismo período del año pasado, explicado principalmente porque la inversión del año pasado estaba asociada en su mayor parte a la central Angostura. En cambio, la de este año esta principalmente asociada al proyecto La Mina, proyecto de menor tamaño que la central Angostura.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.278 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.589 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 21% del mercado en términos de capacidad instalada.

A través de su política comercial, la compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y sostenible con un volumen que le permita 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). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con gas natural o petróleo diésel, lo que complementa la generación a carbón eficiente. Eventualmente la compañía puede recurrir a compras de energía en el mercado spot a costos marginales.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

El año hidrológico (Abr15-Mar16) iniciado en Abr15 se inició con escasas precipitaciones en los primeros meses. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas han mejorado considerablemente. Durante el 3T15 las precipitaciones alcanzaron niveles aún mayores a un año normal en todas las cuencas relevantes. Pese a esta mejora, aún mantenemos un déficit de precipitaciones acumuladas tanto respecto a un año medio como al año 2014. La única cuenca que se encuentra con mejores condiciones es del Aconcagua.

Pese al déficit de precipitaciones ya mencionado, (1) la energía embalsada en el sistema es mayor que a la misma fecha del año anterior y (2) los primeros pronósticos de deshielos que han sido publicados por el CDEC-SIC muestran un escenario favorable para los próximos meses. El último reporte publicado con fecha 30 de septiembre, estima que para la cuenca del Maule (cuenca más relevante para la Compañía), la probabilidad de excedencia es de un 73%.

Por su parte, los resultados durante los últimos 12 meses han presentado una mejora considerable, registrando un EBITDA de US\$569,0 millones. Este aumento respecto al mismo período anterior se explica por: la destacable entrada en operación de la nueva central Angostura la cual aporta una base importante de generación hidroeléctrica (y que cumplió un año en operación comercial en Abr15), por la positiva disponibilidad del parque generador termo el cual ha alcanzado una disponibilidad de 90% en los últimos 12 meses y por los contratos negociados de suministro de gas natural, los cuales consideran mejores condiciones tarifarias.

En cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de mediano plazo con ENAP (firmado recientemente en Sep15) y con Metrogas. Ambos contratos permitirán tener suministro de gas natural para el período 2016-2019 equivalente a un ciclo combinado operando todo el año. Volúmenes de energía aproximada: 2016-2017: 2.500 GWh, 2018-2019: 2.000 GWh. Se tiene además la posibilidad de acceder a gas natural adicional vía compras spot en caso de ser necesario.

Adicionalmente, y en el marco del proceso de Open Season donde GNL Quintero licitó parte de la capacidad de regasificación asociada a la expansión de dicho Terminal de regasificación de gas ubicado en Quintero, Colbún obtuvo una reserva de capacidad en la licitación. La participación de la Compañía en el mencionado proceso es parte de su estrategia de largo plazo de utilizar su capacidad instalada de generación eléctrica en base a gas natural y contribuir a un suministro de energía competitiva, segura y sustentable.

En relación a la contratación del año 2015, cabe destacar que en Dic14 expiraron los contratos con Codelco. Posteriormente el 1 de enero 2015 comenzó la ejecución de los nuevos acuerdos de largo plazo suscritos con este cliente por una potencia contratada de hasta 510 MW y con energía

asociada de aproximadamente 4.000 GWh anuales. El nivel de contratos de la Compañía se mantendrá sin variaciones relevantes hasta el año 2019.

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

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

La compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región como Colombia y Perú, para mantener una posición relevante en la industria de generación eléctrica y diversificar sus fuentes de ingresos. Dichos países extranjeros tienen un atractivo ambiente económico y sus sectores eléctricos tienen un marco regulatorio bien establecido. En adición, participar de mercados como éstos puede mejorar la diversificación en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación, acceso a combustibles y marcos regulatorios.

En Chile, Colbún tiene varios potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos y de líneas de transmisión.

Proyectos en ejecución

- **Proyecto Hidroeléctrico La Mina (34 MW):** La Mina es un proyecto ERNC que se ubica en la comuna de San Clemente, aproximadamente 110 km al oriente de la ciudad de Talca. Este contempla una capacidad instalada de 34 MW y una generación media anual de 191 GWh. La energía se inyectará en 220 kV al SIC, en la subestación Loma Alta, a través de una línea de alta tensión (LAT) de simple circuito de 66 kV y 24 km. El proyecto aprovecha el potencial hidráulico del río Maule a partir de una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyendo las aguas 2 km más abajo del punto de captación.

En el mes de enero del año 2015 el Contratista encargado de ejecutar las Obras Civiles dio inicio a los trabajos de construcción. Durante el segundo semestre se ha dado inicio a la colocación de hormigones en los distintos frentes de trabajo, los Difusores se encuentran montados y se adjudicó la construcción de la Línea La Mina Loma Alta a la empresa B. Bosch cuya construcción se iniciará en noviembre 2015. Todas las obras del proyecto han avanzado de acuerdo a lo planificado.

Se espera que el proyecto entre en operación comercial a inicios del año 2017. El monto a invertir, incluida la línea de transmisión, es de aproximadamente de US\$130 millones.

Proyectos en desarrollo

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

Durante el año 2014-2015 se mejoró su diseño, incorporando nueva tecnología para cumplir con la exigente norma de emisiones vigente desde el 1 de enero de 2012. Asimismo, se están analizando las dimensiones sociales, económicas y comerciales del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su construcción.

- **Proyecto Hidroeléctrico San Pedro (160 MW – 170 MW):** El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica a unos 25 km. al nororiente de la comuna de Los Lagos, Región de Los Ríos, y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada entre el desagüe del Lago Riñihue y el Puente Malihue. Considerando las adecuaciones contempladas en el proyecto, éste tendrá un caudal de diseño estimado de 460 m³/s (+ 10% con sobre apertura) y una capacidad instalada aproximada entre 160 – 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 hace el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por las modificaciones al Proyecto, el cual es 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, lo cual fue confirmado luego que la compañía presentara un recurso de reposición con nuevos antecedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía se encuentra analizando las observaciones de los servicios públicos, con el objeto de recopilar y preparar los antecedentes necesarios que permitan dar una respuesta oportuna y técnicamente fundada a la información requerida por la autoridad. En paralelo, se desarrolla un plan de reuniones de aclaraciones y aprendizajes con los municipios, servicios públicos y autoridades regionales, además de comunidades indígenas, entre otros grupos de interés, con el objetivo de reingresar el proyecto en la oportunidad adecuada.

- **Proyecto Línea de Transmisión San Pedro-Ciruelos:** El proyecto línea de transmisión San Pedro - Ciruelos va a permitir evacuar la energía de la central San Pedro al SIC mediante una línea de 220 kV y 47 km. de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

Las principales actividades realizadas hasta la fecha se relacionan con las negociaciones por las servidumbres de la línea e inicio de la construcción del proyecto.

- **Proyectos de ERNC (Energías Renovables No Convencionales):** La normativa eléctrica exige que una parte de la energía contratada provenga de medios de generación renovable no convencional, estableciéndose como meta que al año 2025 un 20% provenga de este tipo de tecnologías.

En este contexto, en el año 2013 Colbún firmó un contrato con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos que genere el parque eólico Punta Palmeras, de 45 MW, ubicado en la comuna de Canela, a 70 km de la ciudad de Los Vilos, IV Región, el cual entró en operación comercial en noviembre de 2014.

Asimismo, Colbún continúa analizando la factibilidad técnica y económica de diversos proyectos de mini centrales hidráulicas, las cuales utilizarían derechos de aguas de asociaciones de regantes, empresas y particulares. Adicionalmente, se estudia la participación en proyectos de generación de otras tecnologías.

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

Sin perjuicio de la natural incertidumbre sobre los plazos y contenidos de las resoluciones de las instancias judiciales a las cuales HidroAysén ha recurrido así como los lineamientos, condiciones o eventuales reformulaciones que los procesos que está conduciendo el gobierno sobre política energética de largo plazo y de planificación territorial de cuencas determinen en relación al desarrollo del potencial hidroeléctrico de Aysén, Colbún S.A. ha reiterado su convencimiento que los derechos de aguas vigentes, las solicitudes de derechos de agua adicionales, la resolución de calificación ambiental, las concesiones, los estudios de terreno, la ingeniería, las autorizaciones y los

inmuebles del proyecto son activos adquiridos y desarrollados por la empresa durante los últimos ocho años al amparo de la institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales.

Colbún S.A. ha ratificado que el desarrollo del referido potencial hidroeléctrico presenta beneficios para el crecimiento del país y que la opción de participar en él representa para la empresa una fuente potencial de generación de valor de largo plazo.

- **Otros:** La compañía ha continuado realizando estudios de pre-factibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos, que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en la Región del Maule y del Biobío, entre otras.

Además, se trabaja en el desarrollo de opciones para adquirir de forma directa gas natural desde el mercado internacional.

6.3 Riesgos del Negocio Eléctrico

En Colbún la gestión de riesgos es un pilar estratégico para resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la compañía, eliminando o mitigando las variables de incertidumbre que puedan afectar significativamente el cumplimiento de sus objetivos.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, evaluar y controlar los distintos riesgos que enfrentan las distintas áreas 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 que gestionan los riesgos de manera directa.

El seguimiento de la gestión de riesgo es realizado por un Comité de Riesgos, con el apoyo de la Gerencia de Riesgo Corporativo y en coordinación con las demás divisiones de la compañía.

6.3.1. Riesgo hidrológico

El 48% de las centrales de Colbún son hidráulicas, por lo que están expuestas a las variables condiciones hidrológicas. En condiciones hidrológicas secas, para lograr suministrar los contratos, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas ineficientes o bien recurrir al mercado spot.

Esta situación encarece los costos de Colbún, aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas. La exposición de la compañía al riesgo hidrológico se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio a seco, y generación térmica a carbón) y los compromisos comerciales. En condiciones de extremas y repetida sequía una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados, cuyo impacto se puede mitigar con compras de agua de terceros y/o operando dichas unidades en ciclo abierto.

6.3.2. Riesgo de precios de los combustibles

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.

6.3.3 Riesgos de suministro de combustibles

Respecto del suministro de combustibles líquidos, 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. En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María unidad I, se han realizado nuevas licitaciones, invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana de modo de mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible.

6.3.4 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión 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.

En relación a este riesgo y pese a la gestión diaria operacional que realiza la Compañía, el día 16 de Oct15, mientras se estaban realizando labores de mantenimiento en la Unidad 1 de la Central Chacabuquito (29MW), en la comuna de Los Andes, ocurrió un incidente con un interruptor de media tensión en dicha central, que la ha mantenido fuera de servicio. Se están analizando los posibles daños para luego estimar una fecha de entrada en servicio.

6.3.5 Riesgos de construcción de proyectos

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

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

Enfrentamos un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha activación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Paralelamente, además de desafíos de incorporación de nueva infraestructura, existen largas e inciertas tramitaciones ambientales seguidas de procesos de judicialización de las mismas características. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

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

6.3.6 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.

La agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma en que se implementen podrían representar una oportunidad o riesgo para la compañía. Son de especial relevancia los cambios que actualmente se están discutiendo en el Congreso acerca de (i) la nueva Ley de Transmisión que redefiniría aspectos fundamentales de este segmento y una nueva organización de los CDEC que considera la unión del CDEC-SIC con el CDEC-SING, (ii) la reforma al Código de Aguas, y (iii) la Ley de equidad tarifaria que buscaría una cierta equivalencia de tarifas en el país para facilitar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos a nivel local. Así también son importantes proyectos de ley transversales como la denominada "Reforma Laboral", en particular a lo más atingente a la industria de generación como la calificación de "empresas estratégicas" y los "servicios mínimos" para el reemplazo en caso de huelga. Destacan iniciativas relevantes en el sector como (i) la definición de la Política Energética a largo plazo para el país (2050) y (ii) la Ley de Biodiversidad y Áreas Protegidas que actualmente se discute en el Congreso, entre otras. De la calidad de esta nueva regulación 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.

6.3.7. 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. Para el mediano plazo un crecimiento de la demanda menor al proyectado produciría un desbalance entre oferta y demanda, afectando los precios de energía. Por otra parte, hay un mayor desarrollo de proyectos de ERNC a costos más competitivos que también aportan oferta eficiente.

6.4 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 las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contrapartes u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

6.4.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los flujos en monedas distintas al dólar. Los instrumentos de mitigación usados son swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas, el balance promedio anual al 30 de septiembre de 2015 de la compañía muestra una posición estructural bastante equilibrada entre activos y pasivos en pesos chilenos. Esta posición se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$0,15 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso-dólar.

6.4.2 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:

Tasa de interés	sep-15	dic-14	sep-14
Fija	100%	100%	100%
Variable	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

6.4.3 Riesgo de crédito

La empresa 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. 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 2015, 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". En el caso de los bancos, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- 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 19%. Respecto de los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a A- o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que en derivados ninguna contraparte concentra más del 15% en términos de nocial.

6.4.4 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 2015, Colbún cuenta con excedentes de caja por US\$1.090,6 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 60 días y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene disponibles como fuentes de liquidez adicional al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 4 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$106 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo. Dichos desembolsos esperan cubrirse con la generación propia de flujos de caja.

Al 30 de septiembre de 2015, Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la compañía es BBB por Fitch Ratings (ratificada recientemente en Sep15) y BBB- por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables.