

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 31 DE MARZO DE 2015

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del 1T15 alcanzó **US\$92,8 millones**, inferior al EBITDA de US\$119,8 millones del 1T14. El EBITDA del 1T14 incluyó un ingreso no recurrente de US\$32,5 millones a consecuencia de la indemnización por el lucro cesante del seguro asociado al siniestro de Mar13 en la central Nehuenco II. Al desestimar este efecto el EBITDA fue un 6% superior en comparación al 1T14.

■ El **resultado no operacional** al 1T15 presentó una **pérdida de US\$20,2 millones** (vs. una pérdida de US\$6,6 millones el 1T14) dado principalmente por una menor activación de gastos financieros luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14, y en menor medida, por un mayor gasto financiero explicado por un mayor nivel de deuda bruta.

■ Los **gastos por impuestos** ascendieron a **US\$18,2 millones** (vs. un gasto por US\$19,6 millones el 1T14). El gasto por impuestos en 1T15 se explica principalmente por: i) aumento de tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780), ii) depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 3% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son contabilizados en pesos chilenos, y iii) Producto de mayores PPUA (Pagos Provisionales por Utilidades Absorbidas).

■ La compañía presentó en el 1T15 una **ganancia de US\$7,0 millones** (vs. una ganancia de US\$51,5 millones el 1T14).

■ Los **retiros físicos a clientes bajo contrato** durante el 1T15 alcanzaron 2.782 GWh, un 7% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior. Por su parte, las **ventas netas en el mercado** spot alcanzaron 327 GWh, un 49% sobre lo registrado el 1T14.

■ La **generación hidráulica** del 1T15 alcanzó los **1.098 GWh**, un 1% inferior al 1T14. Pese a que la Central Angostura estuvo todo el trimestre en operación y la Central Blanco entró nuevamente en funcionamiento el 18 de febrero de 2015 (tras la falla del 12 de enero de 2014), la generación hidráulica fue menor reflejando las condiciones secas del período.

■ La **generación a carbón** durante el 1T15 fue de **792 GWh**, 12% mayor al 1T14. Esto se explica porque durante el trimestre la central tuvo una alta disponibilidad, en comparación con el 1T14 cuanto la central estuvo fuera de servicio durante algunos días producto de mantenimientos correctivos menores.

■ El **Parque Eólico Punta Palmeras** inició su operación durante el 4T14 y vende su producción de energía y atributos ERNC a Colbún a un precio estabilizado. Dado lo anterior, para efectos del balance horario de energía que realiza el CDEC-SIC, se modela a la central como una central de Colbún. Durante el trimestre este parque aportó una producción bruta de 18 GWh.

■ Al cierre del 1T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$816,7 millones** y una **deuda neta de US\$1.071,3 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 1T15 y 1T14.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación

Ventas	Cifras Trimestrales		Variación
	1T14	1T15	T/T
Total Ventas Físicas (GWh)	3.203	3.109	(3%)
Clientes Regulados	1.751	1.734	(1%)
Clientes Libres	1.233	1.048	(15%)
Ventas CDEC	219	327	49%
Potencia (MW)	1.750	1.593	(9%)

Generación	Cifras Trimestrales		Var %
	1T14	1T15	T/T
Total Generación (GWh)	3.268	3.196	(2%)
Hidráulica	1.109	1.098	(1%)
Térmica Gas	1.357	1.147	(15%)
Térmica Diesel	96	141	47%
Térmica Carbón	706	792	12%
Eólica - Punta Palmeras	0	18	-
Compras CDEC	0	0	-
Ventas - Compras CDEC	219	327	49%

Mix de Generación

Pese a que las condiciones del recientemente terminado año hidrológico (Abr14-Mar15) fueron levemente superiores a los años anteriores, el primer trimestre de 2015 fue extremadamente seco, en especial el mes de marzo. En efecto, si se excluye el aporte de Angostura para hacer comparables los períodos, este trimestre es el de menor generación hidroeléctrica de Colbún de los últimos 5 años. Esta menor generación hidráulica fue en parte compensada por una generación eficiente con carbón y gas.

La **generación hidráulica del 1T15 fue un 1% menor con respecto a la del 1T14**. Pese a que la Central Angostura estuvo todo el trimestre en operación y la Central Blanco entró nuevamente en funcionamiento el 18 de febrero de 2015 (tras la falla del 12 de enero de 2014), la generación hidráulica fue menor reflejando las condiciones extremadamente secas del período.

La **generación a carbón durante el 1T15 fue de 792 GWh**, 12% mayor al 1T14. Esto se explica porque durante el trimestre la central tuvo una muy alta disponibilidad, en comparación con el 1T14 cuanto la central estuvo fuera de servicio durante algunos días producto de mantenimientos correctivos menores.

La **generación térmica con gas natural del 1T15 disminuyó 15%** respecto al 1T14. La disminución se debió a un menor volumen contratado para este trimestre. Recordar que los acuerdos alcanzados con ENAP y Metrogas permiten contar durante este año con un suministro asegurado.

La **generación con diésel del 1T15 alcanzó 141 GWh**, mayor a los 96 GWh generados en el 1T14. Pese a esta mayor generación, los costos de generación con diésel disminuyeron respecto al

mismo período del año anterior como consecuencia del menor precio de referencia de este insumo en los mercados internacionales. A modo de ejemplo el costo variable diésel informado al CDEC asociado a la Central Los Pinos hace un año era de US\$198/MWh versus US\$144/MWh al cierre de Mar15.

Con respecto al mix de generación del 1T15, el **68% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente**: hidráulica y carbón (vs. 61% del 1T14). El resto de los compromisos fue abastecido principalmente con generación a gas natural, y considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, es actualmente una fuente de generación de costo eficiente.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 2 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 1T14 y 1T15. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones del trimestre.

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

	Cifras Trimestrales		Var %
	1T14	1T15	T/T
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	413,2	317,0	(23%)
Venta a Clientes Regulados	166,0	167,6	1%
Venta a Clientes Libres	150,8	73,0	(52%)
Ventas de Energía y Potencia	1,5	38,0	2427%
Peajes	41,2	36,0	(12%)
Otros Ingresos	53,8	2,3	(96%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(275,4)	(205,2)	(25%)
Peajes	(48,9)	(39,1)	(20%)
Compras de Energía y Potencia	(18,0)	(4,5)	(75%)
Consumo de Gas	(143,1)	(95,1)	(34%)
Consumo de Petróleo	(22,9)	(22,5)	(2%)
Consumo de Carbón	(23,4)	(26,6)	14%
Otros	(19,1)	(17,4)	(9%)
MARGEN BRUTO	137,9	111,8	(19%)
Gastos por Beneficios a Empleados	(13,5)	(14,0)	3%
Otros Gastos, por Naturaleza	(4,6)	(5,1)	10%
Gastos por Depreciación y Amortización	(42,0)	(47,5)	13%
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	77,8	45,3	(42%)
EBITDA	119,8	92,8	(23%)
Ingresos Financieros	1,5	1,0	(35%)
Gastos Financieros	(10,6)	(22,2)	109%
Resultados por Unidades de Reajuste	2,4	0,1	(98%)
Diferencias de Cambio	(8,9)	0,4	-
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	1,3	1,5	11%
Otras Ganancias (Pérdidas)	7,7	(0,9)	-
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(6,6)	(20,2)	205%
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	71,2	25,1	(65%)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(19,6)	(18,2)	(7%)
GANANCIA (PÉRDIDA)	51,5	7,0	(86%)

(*): 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 1T15, ascendieron a US\$317,0 millones**, disminuyendo un 23% respecto al 1T14, principalmente por menores ingresos en clientes libres y "otros ingresos", parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot.

Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$167,6 millones el 1T15, en línea respecto al 1T14. Si bien durante el trimestre hubo un aumento en el precio monómico promedio de ventas a este tipo de clientes, este fue compensado por un menor volumen de ventas físicas.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$73,0 millones el 1T15, disminuyendo un 52% respecto al 1T14. 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 segundo lugar, el menor ingreso se explica por el vencimiento del contrato de otro cliente libre (Metro) en Mar14.

Ventas de Energía y Potencia: Durante el 1T15 hubo ventas físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$38,0 millones (equivalentes a 327 GWh) aumentando significativamente respecto al 1T14 (US\$1,5 millones – 219 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.

Peajes: En términos trimestrales los peajes disminuyen en un 12% respecto al 1T14 producto que ese trimestre hubo mayores ingresos tarifarios asociados a la transmisión troncal.

Otros Ingresos: Durante el trimestre no hubo otros ingresos relevantes (US\$2,3 millones). Sin embargo el 1T14 registró US\$53,8 millones que incluyen US\$32,5 millones producto de la indemnización por lucro cesante asociado al seguro en el siniestro de Mar13 en la Central Nehuenco II que tuvo fuera de servicio a esta planta por 132 días y US\$16,9 millones por el margen resultante entre inyecciones y retiros valorizados acumulados en el 1T14 durante el período de pruebas de la Central Angostura.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 1T15 fueron de US\$205,2 millones**, disminuyendo en un 25% con respecto a los del 1T14 principalmente por menor consumo y costo de gas y menores compras en el mercado spot.

Los costos se desglosan de la siguiente forma:

Peajes: En términos trimestrales los peajes disminuyeron un 20% respecto al 1T14 producto que ese trimestre hubo mayores gastos asociados a la transmisión troncal.

Compras de Energía y Potencia: Durante el 1T15 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$4,5 millones. Lo anterior representa una disminución de un 75% en comparación a los US\$18,0 millones del 1T14. Pese a que ambos períodos no presentan compras de energía en el balance físico, en el balance monetario sí hubo desembolsos tanto de energía, de potencia y de energía ERNC. Además, recordar que en el 1T14 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 1T15 alcanzaron los US\$144,2 millones, menores en un 24% con respecto al mismo período del año anterior. La disminución trimestral se debe principalmente a una menor generación y precio del gas, compensada en parte por mayor generación con carbón. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando la disminución del precio de estos commodities en los mercados internacionales.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 1T15 registró pérdidas por US\$20,2 millones**, mayor a las pérdidas de US\$6,6 millones del 1T14, dado principalmente por mayores gastos financieros los cuales aumentaron en US\$11,6 millones.

Los principales componentes de este resultado son:

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 1T15 fueron de US\$22,2 millones, mayores a los US\$10,6 millones registrados el 1T14. Esta diferencia se debe principalmente a una menor activación de gastos financieros producto de la puesta en marcha de la central Angostura en Abr14, y en menor medida al aumento de deuda financiera por la emisión del bono internacional en Jul14 por US\$500,0 millones.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 1T15 registró una utilidad de US\$0,4 millones, versus una pérdida de US\$8,9 millones registrada el 1T14. La variación de esta cuenta respecto al primer trimestre de 2014 se explica principalmente por el efecto de la mayor volatilidad del tipo de cambio CLP/US\$ en 1T14 sobre partidas temporales del balance en moneda local, principalmente cuentas por cobrar y cuentas por pagar. Adicionalmente, durante 1T15 se produjo una menor depreciación del tipo de cambio respecto al mismo periodo del año anterior (3% vs 5%) sobre una posición de balance que presenta un leve exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 1T15 esta línea registró una pérdida de US\$0,9 millones, menor a la ganancia de US\$7,7 millones del mismo período del año anterior. El 1T14 consideraba un ingreso no recurrente de US\$15,7 millones producto de la indemnización por daño físico de la liquidación del seguro asociado a la falla de la Central Térmica Nehuenco II ocurrido en Mar13. Ese efecto fue en parte compensado por la pérdida no recurrente de US\$7,0 millones por concepto de deterioro de activos producto de la falla de la Central Hidráulica Blanco ocurrida en Ene14. Cabe destacar que ésta última se encuentra en operación desde Feb15.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto acumulado a Mar15 de US\$18,2 millones, en comparación al gasto de US\$19,6 millones a Mar14. El gasto por impuestos en 1T15 se explica principalmente por: i) aumento de tasa de impuestos de primera categoría producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (Ley 20.780), ii) depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 3% que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son contabilizados en pesos chilenos, y iii) Producto de mayores PPUA (Pagos Provisionales por Utilidades Absorbidas).

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 31 de marzo de 2015. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

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

	dic-14	mar-15	Var	Var %
Activos corrientes	1.270,2	1.251,6	(18,5)	(1%)
Efectivo y equivalentes al efectivo *	832,8	816,7	(16,1)	(2%)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	243,7	237,8	(5,8)	(2%)
<i>Ventas normales</i>	132,3	146,5	14,2	11%
<i>Deudores varios</i>	111,3	91,3	(20,0)	(18%)
Activos por impuestos corrientes	47,0	57,2	10,2	22%
Otros activos corrientes	146,7	139,9	(6,8)	(5%)
Activos no corrientes	5.112,2	5.090,1	(22,1)	(0%)
Propiedades, planta y equipo, neto	4.956,2	4.935,5	(20,8)	(0%)
Otros activos no corrientes	156,0	154,7	(1,3)	(1%)
TOTAL ACTIVOS	6.382,3	6.341,8	(40,6)	(1%)
Pasivos corrientes	258,3	192,0	(66,4)	(26%)
Pasivos no corrientes	2.763,5	2.786,1	22,7	1%
Patrimonio neto	3.360,6	3.363,6	3,1	0%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.382,3	6.341,8	(41)	(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\$816,7 millones, menor al cierre del año 2014 explicado principalmente por el dividendo provisorio pagado en Ene15 (US\$41,1 millones desembolsados a la fecha) y por el pago de intereses de deuda financiera, en parte compensados por flujos provenientes de actividades de operación.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$237,8 millones, en línea con el saldo existente a Dic14.

Activos por Impuestos Corrientes: registran un saldo de US\$57,2 millones al cierre de Mar15, lo que implica un alza de 22% respecto al cierre de año 2014. Esto se debe principalmente a mayores pagos provisionales mensuales y mayores PPUA.

Otros Activos Corrientes: alcanzaron US\$139,9 millones al cierre de Mar15, un 5% 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\$4.935,5 millones al cierre de Mar15, una disminución de US\$20,8 millones 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\$192,0 millones, una disminución de US\$66,4 millones en comparación al cierre de Dic14. Esta variación se explica principalmente por el pago del dividendo provisorio en Ene15 (US\$41,1 millones desembolsados a la fecha).

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$2.786,1 millones al cierre de Mar15, manteniéndose en línea en comparación a Dic14.

Análisis de Deuda: La deuda financiera alcanzó US\$1.888,0 millones, en línea al cierre de Dic14. Las inversiones financieras y el EBITDA LTM disminuyeron levemente, lo que implicó que el ratio Deuda Neta/EBITDA LTM (últimos 12 meses) alcanzara 2,1 veces, similar al valor registrado en Dic14.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo es de 6,2 años.

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

	dic-14	mar-15	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta	1.893,9	1.888,0	(5,9)	(0%)
Inversiones Financieras	832,8	816,7	(16,1)	(2%)
Deuda Neta	1.061,1	1.071,3	10,2	1%
EBITDA LTM	536,6	509,6	(27,0)	(5%)
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,0	2,1	0,1	6%

Patrimonio: la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.363,6 millones en línea con el cierre 2014.

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 a la fecha indicada.

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	dic-14	mar-15	Var %
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,92	6,52	33%
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,54	6,03	33%
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,90	0,89	(2%)
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	8,55%	6,45%	(25%)
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	91,45%	93,55%	2%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,23	2,41	(25%)
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto	2,30%	1,00%	(57%)
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,28%	0,56%	(56%)
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	7,09%	6,46%	(9%)

*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 Trimestrales		Var %
	1T14	1T15	T/T
Efectivo Equivalente Inicial *	260,4	832,8	220%
Flujo Efectivo de la Operación	83,1	77,2	(7%)
Flujo Efectivo de Financiamiento	(83,1)	(67,3)	(19%)
Flujo Efectivo de Inversión	(48,1)	(26,3)	(45%)
Flujo Neto del Período	(48,0)	(16,4)	(66%)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(4,0)	0,3	-
Efectivo Equivalente Final *	208,3	816,7	292%

(*) 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.

Durante el 1T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$16,4 millones**, el cual se compara favorablemente respecto a igual período del año pasado.

Actividades de la operación: durante el 1T15 se generó un flujo neto positivo de US\$77,2 millones, en línea con el 1T14, dado a que el mix de generación y suministro de compromisos fue similar.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto negativo de US\$67,3 millones durante el 1T15, explicado principalmente por el pago del dividendo provisorio en Ene15 (US\$41,1 millones desembolsados a la fecha) y los pagos de intereses de deuda financiera del período.

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$26,3 millones durante el 1T15, una disminución respecto con el 1T14 que se explica principalmente por menores desembolsos en proyectos debido a la finalización de la Central Angostura. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14.

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 y carbón). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con gas 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

Los resultados durante los últimos 12 meses han presentado una mejora considerable, registrando un EBITDA para ese período de US\$509,6 millones. Este aumento respecto al mismo período anterior se explica por: un incremento en la generación hidráulica debido a una leve mejora de las condiciones hidrológicas y producto de la destacable entrada en operación de la nueva central Angostura, y por la mayor disponibilidad de nuestras centrales, lo que a la vez conllevó a una posición excedentaria en el mercado spot.

Respecto a los próximos meses, en términos de generación y como una protección ante potenciales bajas lluvias, tendremos el respaldo eficiente del gas natural, producto de los acuerdos alcanzados con ENAP y con Metrogas. Colbún alcanzó un acuerdo de suministro de gas natural de mediano plazo –hasta 2019- con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco. Adicionalmente, se firmaron otros acuerdos con ENAP Refinerías S.A. para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco vigente por el año 2015. Sumando ambos suministradores de gas, se cuenta con un suministro contratado del orden de 2.300 GWh con gas durante el 2015. Se tiene además la posibilidad de acceder a gas adicional vía compras spot en caso de ser necesario.

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 estos 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 Ancoa, a través de la línea de alta tensión (LAT) Los Cóndores de Endesa S.A. 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 al mismo río 2 km. más abajo del punto de captación.

Durante el año 2014 se realizaron las acciones pertinentes para la obtención del permiso de construcción de obras hidráulicas y los derechos de agua pendientes, ambas gestiones exitosas. Se realizó una optimización del diseño de la zona de caída con lo cual se relitaron los contratos de construcción de obras civiles, suministro y montaje de equipamiento hidromecánico y electromecánico, a los cuales se les dio orden para proceder en el mes Nov14.

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

El avance a fines de Mar15, para el Proyecto completo, se encuentra de acuerdo a cronograma.

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 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 hidráulica 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 sobreapertura) y una capacidad instalada aproximada entre 160 – 170 MW para una generación anual de 950 GWh en condiciones hidrológicas normales. Esta central se conectará al SIC a través de una línea eléctrica de alta tensión en 220 kV hasta la subestación Ciruelos. 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.

Durante el año 2014 concluyeron los estudios geológicos y las adecuaciones que de acuerdo a ellos requería la ingeniería del proyecto. Las adecuaciones no implican cambiar los principales parámetros ambientales, y está previsto ingresar estas modificaciones al Sistema de Evaluación Ambiental

durante el 2015. Durante el segundo semestre de 2014, Colbún inició un proceso de socialización previa de los estudios y adecuaciones del proyecto, a través de reuniones informativas con los municipios, comunidades, juntas de vecinos y autoridades regionales, entre otros grupos de interés.

Por otra parte, se terminó y entregó a las Municipalidades de Los Lagos y Panguipulli importantes obras definidas en la RCA del proyecto, tales como el Balneario y Camping en Riñihue y el Centro de Información Turística de Panguipulli, demostrando el compromiso del proyecto con las comunidades vecinas.

- **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 del año 2014 se relacionaron con las negociaciones por las servidumbres de la línea, siendo relevante y estratégico para el proyecto una serie de acuerdos ya alcanzados con los propietarios de los terrenos.

Se realizaron algunas modificaciones de ingeniería para el tramo de llegada de la línea a la subestación Ciruelos y se ejecutaron estudios de suelo del terreno de todo el trazado. Lo anterior servirá como antecedente para reingresar a tramitación la concesión eléctrica.

- **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 minicentrales 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 o recurrirá en el futuro, 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. reitera 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. ratifica 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. Colbún S.A. reafirma el proceso de defensa judicial de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del Proyecto que actualmente está radicado en los

Tribunales Medioambientales y también la defensa de los derechos de agua adicionales que están actualmente en proceso, dentro del marco previsto en nuestro Estado de Derecho.

- **Otros:** Durante el año 2014 la compañía continuó 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.

Además, se trabaja en el desarrollo de opciones para adquirir de forma directa GNL 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 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.

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.

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.

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 oposición de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas, las cuales 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 como política integrar con excelencia las dimensiones sociales y ambientales al desarrollo de sus proyectos. Por su parte, la compañía ha desarrollado un modelo de vinculación social que le permita trabajar junto a las comunidades vecinas y la sociedad en general, iniciando un proceso transparente de participación ciudadana y de generación de confianza en las etapas tempranas de los proyectos y durante todo el ciclo de vida 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 Parlamento acerca del Código de Aguas y el rol de ENAP en el sector generación. También son importantes los proyectos de ley que están en preparación: (i) Ley de asociatividad que buscaría facilitar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos a nivel local y (ii) Nueva Ley de Transmisión que redefiniría aspectos fundamentales de este segmento. 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 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.

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 contraparte 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 31 de marzo de 2015 de la compañía muestra una posición bastante equilibrada entre activos y pasivos en pesos chilenos. Esta posición se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1 millón 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	mar-14	mar-15
Fija	90%	100%
Variable	10%	0%
Total	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 31 de marzo 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 20%. 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 16% en términos de nocional.

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 31 de marzo de 2015 Colbún cuenta con excedentes de caja por US\$816,7 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio de 30 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\$127 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 31 de marzo 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 con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.