

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ El **EBITDA** del cuarto trimestre del año 2015 (4T15) alcanzó **US\$173,3 millones**, un 9% mayor que el EBITDA de US\$159,0 millones del cuarto trimestre del año 2014 (4T14). En el 4T15 la generación hidroeléctrica aumentó un 8% respecto al 4T14 como resultado de mejores condiciones de deshielos, lo que contribuyó a que la empresa tuviera una posición excedentaria en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central (SIC). Los menores costos de la generación térmica también contribuyeron al mayor EBITDA.

El aporte al EBITDA de las operaciones en Perú se contabiliza a partir del 18 de diciembre de 2015, fecha de adquisición de Fenix Power Perú.

En términos acumulados, el EBITDA a Diciembre 2015 (Dic15) alcanzó US\$583,3 millones, mayor a los US\$536,6 millones a Diciembre 2014 (Dic14). Pese a que la generación hidroeléctrica durante el año fue un 3% menor que en 2014, la disminución en el costo de generación térmica más que compensó la menor producción hídrica. Durante el año 2015 la disponibilidad de las centrales alcanzó un valor de 92%, similar al año 2014.

■ El **resultado no operacional** al 4T15 presentó una **pérdida de US\$25,6 millones** (vs. una pérdida de US\$138,7 millones en el 4T14). La diferencia en relación al período del año anterior se explica principalmente porque el 4T14 registra una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic15 presenta una pérdida de US\$86,7 millones vs. una pérdida de US\$184,5 millones a Dic14. Esta menor pérdida se explica por las mismas razones que las señaladas en el análisis de variaciones para el cuarto trimestre.

■ El **gasto por impuestos** del 4T15 ascendió a **US\$28,1 millones**, que se compara con el gasto por impuestos de US\$31,4 millones del 4T14. La disminución se explica principalmente por una mayor inflación, y la resultante mayor corrección monetaria que impacta favorablemente la base imponible. Cabe recordar que en el 4T14 la provisión de HidroAysén no tuvo efectos para el cálculo de impuestos. El gasto por impuestos en términos acumulados a Dic15 alcanzó US\$99,6 millones vs. gastos por impuestos de US\$87,4 millones a Dic14. El mayor gasto se explica por un incremento en el resultado antes de impuestos en 2015, un aumento de la tasa impositiva y por la mayor depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Dic15 que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos (depreciación acumulada de 17% a Dic15 versus 16% a Dic14).

■ La compañía presentó en el 4T15 una **ganancia que alcanzó los US\$69,3 millones** (vs. una pérdida de US\$59,1 millones el 4T14). Esta variación se explica por un mejor mix de generación y por la provisión de HidroAysén que impactó negativamente el resultado del 4T14.

En términos acumulados, el resultado presenta una ganancia de US\$204,7 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$82,3 millones de igual período del año anterior, principalmente por la provisión de HidroAysén ya mencionada y por un mayor EBITDA.

■ El **proyecto La Mina** (34 MW) presenta un avance de 46%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el año 2015 se puede mencionar el inicio de los hormigones de la casa de Casa de Maquinas, el montaje de los Difusores y el término de los hormigones de la Barrera Móvil.

■ El día 18 de diciembre de 2015, en el marco del proceso de internacionalización y crecimiento hacia nuevos mercados de América Latina, Colbún, a través de un consorcio donde participa con un 51% de la propiedad, adquirió la empresa **Fenix Power Perú S.A.** Dicha compañía cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW de capacidad instalada en el distrito

de Chilca, a 64 kilómetros al sur de Lima. Su participación de mercado es cercana al 9% en términos de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN).

El precio pagado por el 100% de las acciones de Fenix ascendió a la cantidad total de US\$171,4 millones. Recordar que la valorización de la empresa Fenix alcanzó US\$786 millones, a lo que descontando la deuda de la compañía, consideraron un aporte de efectivo de US\$420,5 millones, de los cuales Colbún desembolsó un 51% correspondiéndole un aporte de US\$214 millones.

Este 51% de participación implica que en los presentes Estados Financieros, Colbún consolida la operación de Fenix a partir de esta misma fecha.

■ ■ Análisis Operaciones en Chile (SIC)

Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 4T15 alcanzaron 2.707 GWh, un 7% menor en comparación a igual período del año anterior, dado principalmente por el vencimiento del contrato con Conafe en Abr15 y por una menor demanda de clientes regulados y libres.

Por su parte, la generación del trimestre disminuyó un 1%, explicado por una menor generación con carbón (-50%) que resulta del mantenimiento anual de la planta Santa María I e indisponibilidades puntuales de la misma; esto fue compensado en gran parte por una mayor generación hidroeléctrica (+8%) y a gas natural (+8%).

El balance en el mercado spot alcanzó un nivel de ventas netas de 53 GWh que se compara favorablemente con las compras netas de 120 GWh registradas en el 4T14. A modo de referencia el costo marginal medido en Alto Jahuel promedió US\$39/MWh versus US\$94/MWh en el 4T14.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic15 alcanzaron 11.053 GWh, un 7% menor respecto a Dic14, explicado principalmente por la finalización del contrato de Conafe en Abr15 y por una menor demanda de clientes regulados y libres.

La generación total, que disminuyó un 1% en términos acumulados a Dic15, presentó un mejor mix de generación donde el 80% de los compromisos fue cubierto con generación hidroeléctrica y a carbón versus el 78% del año 2014.

En términos anuales el balance en el mercado spot registró ventas netas por 1.328 GWh, que se comparan favorablemente con las ventas netas de 649 GWh del año previo. Sin embargo, el costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 2015 disminuyó en un 33% (US\$91/MWh en 2015 versus US\$135/MWh en 2014).

■ ■ Análisis Operaciones en Perú (SEIN)

El análisis presentado a continuación contempla períodos previos a la adquisición por parte de Colbún de Fenix Power Perú, de manera de entregar una visión global de la operación de la planta.

Los retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 4T15 alcanzaron 775 GWh, un 15% superior respecto al 4T14. Por su parte, la generación del trimestre aumentó un 6%. Recordar que Fenix es una planta que inició operación comercial en Dic14, producto de lo cual la mayor parte del 4T14 se encontraba en período de puesta en marcha.

El balance en el mercado spot alcanzó un nivel de compras netas de 188 GWh en el 4T15, pero considerando los bajos costos marginales (US\$12/MWh medido en Santa Rosa), implicaron desembolsos menores.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic15 alcanzaron 3.002 GWh, los cuales fueron abastecidos en su totalidad por la generación propia. El balance anual en el mercado spot, muestra ventas netas por 524 GWh. El costo marginal promedio del año medido en Santa Rosa fue de US\$15/MWh.

■ ■ Al cierre del 4T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$1.061,4 millones** y una **deuda neta de US\$1.174,2 millones**.

1.1 GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS CHILE

La Tabla 1 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T15 y 4T14, y acumulado a Dic15 y Dic14.

Tabla 1: Ventas Físicas y Generación Chile

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15	Ac/Ac	T/T
12.734	12.505	Total Ventas Físicas (GWh)	2.913	2.885	(2%)	(1%)
7.204	6.625	Clientes Regulados	1.765	1.557	(8%)	(12%)
4.737	4.428	Clientes Libres	1.148	1.150	(7%)	0%
793	1.452	Ventas en el Mercado Spot	0	178	83%	-
1.701	1.556	Potencia (MW)	1.659	1.509	(8%)	(9%)

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15	Ac/Ac	T/T
12.862	12.646	Total Generación (GWh)	2.855	2.792	(2%)	(2%)
6.655	6.464	Hidráulica	2.109	2.285	(3%)	8%
3.011	3.421	Térmica Gas	189	204	14%	8%
546	244	Térmica Diésel	3	1	(55%)	(81%)
2.623	2.405	Térmica Carbón	527	263	(8%)	(50%)
27	111	Eólica - Punta Palmeras	27	39	312%	44%
144	124	Compras en el Mercado Spot	120	124	(14%)	4%
649	1.328	Ventas - Compras en el Mercado Spot	(120)	53	104%	-

Mix de Generación en Chile

El año hidrológico (Abr15-Mar16) iniciado en Abr15 presentó escasas precipitaciones en los primeros meses. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas fueron mejorando considerablemente. Lo anterior, sumado a un período favorable de deshielos, permitió revertir gran parte del déficit hidráulico registrado en la primera mitad del año.

Durante el 2015 el SIC tuvo una mayor generación termoeléctrica eficiente (carbón y gas), que en conjunto con una mayor generación de ERNC, acotaron los costos marginales y redujeron la participación del diésel a un 3%. El costo marginal promedio medido en Alto Jahuel durante el 2015 disminuyó en un 33% al compararlo con el 2014, lo que también se explica por los menores costos de combustibles.

En términos trimestrales la composición de generación de Colbún contó con una alta participación hidráulica (82%), lo cual se traduce en un mix de generación eficiente que permitió que un 94% de los compromisos fueran abastecidos con generación costo competitiva (hidroeléctrica y carbón). El saldo de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural que, considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, debe actualmente considerarse una fuente de generación costo eficiente.

La generación total acumulada en 2015 de Colbún disminuyó un 1%, principalmente por menor generación diésel (-55%), hidroeléctrica (-3%) y carbón (-8%) en parte compensada por mayor generación con gas natural (+14%). La generación base representó el 80% de los compromisos a Dic15, levemente mayor al 78% a Dic14. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza el 100% para ambos períodos bajo análisis.

1.2 GENERACIÓN Y VENTAS FÍSICAS PERÚ

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T15 y 4T14, acumulado a Dic15 y Dic14 y las cifras desde la fecha de adquisición.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación Perú

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		Cifras Desde Adquisición*	Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15		Ac/Ac	T/T
3.492	5.886	Total Ventas Físicas (GWh)	1086	1197	124	69%	10%
2.408	3.002	Clientes bajo Contrato	676	775	94	25%	15%
1.083	2.885	Ventas en el Mercado Spot	409	423	30	166%	-
388	557	Potencia (MW)	408	559	560	43%	37%

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		Cifras Desde Adquisición*	Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15		Ac/Ac	T/T
1.513	3.621	Total Generación (GWh)	572	605	52	139%	6%
1.513	3.621	Térmica Gas	572	605	52	139%	6%
2.046	2.361	Compras en el Mercado Spot	530	611	75	15%	15%
(962)	524	Ventas - Compras en el Mercado Spot	(120)	(188)	(44)	-	57%

(*): Comprende el período desde el 18 de diciembre de 2015 hasta el cierre de trimestre.

Mix de Generación en Perú

El patrón hidrológico en Perú consta de meses lluviosos entre Nov-Abr y meses secos de May-Oct. Durante 4T14 se inició el período de lluvias en Perú, las cuales han presentado condiciones más secas que el año anterior. Sin embargo, la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) aumentó en un 5% explicado principalmente por la entrada de nuevas instalaciones. Por su parte, la generación termoeléctrica aumentó en un 15% durante el 4T15, en comparación con el 4T14.

Durante el 2015 el SEIN presentó un mayor crecimiento de la demanda respecto al año 2014. El crecimiento de demanda alcanzó un 6,6%, pero a su vez entró en operación nueva capacidad eficiente, que ha implicado una caída significativa en los costos marginales (-40% 2015 versus 2014).

En términos trimestrales, la generación térmica a gas de la compañía alcanzó 605 GWh, un 6% mayor que el 4T14. En el 4T15 un 78% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 188 GWh. Cabe destacar que la compañía mantiene un contrato de energía con Termochilca, el cual por sus características es contabilizado como Ventas al Mercado Spot y no como retiros a clientes bajo contrato.

La generación total acumulada en 2015 de Fenix alcanzó 3.621 GWh, considerablemente mayor al comparar con Dic14. Recordar que la planta entró en operación comercial en Dic14. La generación anual permitió cumplir con el 100% de los compromisos, los cuales alcanzaron 3.002 GWh.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 3 muestra un resumen del Estado de Resultados Consolidado del 4T15 y 4T14 y acumulado a Dic15 y Dic14. En los presentes Estados Financieros, Colbún consolida la operación de Fenix a partir del día 18 de diciembre de 2015. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones del trimestre.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15	Ac/Ac	T/T
1.502,6	1.313,9	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	330,1	301,4	(13%)	(9%)
724,6	623,5	Venta a Clientes Regulados	183,5	142,9	(14%)	(22%)
502,1	357,7	Venta a Clientes Libres	106,8	101,5	(29%)	(5%)
55,9	153,5	Ventas de Energía y Potencia	0,1	22,6	174%	-
163,2	146,5	Peajes	37,8	33,1	(10%)	(12%)
56,7	32,8	Otros Ingresos	1,9	1,4	(42%)	(24%)
(883,7)	(645,9)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(149,0)	(103,5)	(27%)	(31%)
(161,9)	(142,8)	Peajes	(40,3)	(34,5)	(12%)	(14%)
(70,9)	(41,2)	Compras de Energía y Potencia	(29,1)	(17,1)	(42%)	(41%)
(341,6)	(253,4)	Consumo de Gas	(18,7)	(13,3)	(26%)	(29%)
(109,8)	(44,1)	Consumo de Petróleo	(3,3)	(2,0)	(60%)	(40%)
(92,4)	(77,6)	Consumo de Carbón	(19,3)	(8,4)	(16%)	(56%)
(107,0)	(86,8)	Otros	(38,4)	(28,2)	(19%)	(26%)
618,9	667,9	MARGEN BRUTO	181,0	197,9	8%	9%
(59,7)	(56,1)	Gastos por Beneficios a Empleados	(15,5)	(13,6)	(6%)	(12%)
(22,6)	(28,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,5)	(11,0)	26%	69%
(182,4)	(194,9)	Gastos por Depreciación y Amortización	(47,9)	(50,2)	7%	5%
354,2	388,4	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	111,1	123,1	10%	11%
536,6	583,3	EBITDA	159,0	173,3	9%	9%
5,6	5,5	Ingresos Financieros	1,2	2,0	(1%)	71%
(76,0)	(90,5)	Gastos Financieros	(24,2)	(23,5)	19%	(3%)
9,1	2,4	Resultados por Unidades de Reajuste	2,4	0,3	(73%)	(88%)
(22,4)	(11,2)	Diferencias de Cambio	(4,9)	(0,3)	(50%)	(94%)
(99,3)	6,6	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	(103,2)	1,1	-	-
(1,4)	(1,2)	Otras Ganancias (Pérdidas)	(10,0)	(7,0)	(14%)	(30%)
(184,5)	(86,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(138,7)	(25,6)	(53%)	(82%)
169,7	301,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(27,6)	97,4	78%	-
(87,4)	(99,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(31,4)	(28,1)	14%	(11%)
82,3	202,1	GANANCIA (PÉRDIDA)	(59,1)	69,3	146%	-
82,3	204,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(59,1)	71,9	149%	-
-	(2,6)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	(2,6)	-	-

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

Tabla 4: Tipos de Cambio de Cierre

Tipos de Cambio	sep-14	dic-14	sep-15	dic-15
Chile (CLP / US\$)	599,22	606,75	698,72	704,24
Chile UF	24.168,02	24.627,10	25.346,89	25.629,09
Perú (Pen / US\$)	2,86	2,96	3,22	3,38

2.1. ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL CHILE

La Tabla 5 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA del 4T14, 4T15 y acumulado a Dic15 y Dic14. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 5: EBITDA Chile (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15	Acc/Acc	Q/Q
1.502,6	1.307,6	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	330,1	295,2	(13%)	(11%)
724,6	618,6	Venta a Clientes Regulados	183,5	138,0	(15%)	(25%)
502,1	357,6	Venta a Clientes Libres	106,8	101,5	(29%)	(5%)
55,9	153,5	Ventas de Energía y Potencia	0,1	22,6	174%	-
163,2	145,1	Peajes	37,8	31,7	(11%)	(16%)
56,7	32,8	Otros Ingresos	1,9	1,4	(42%)	(24%)
(883,7)	(641,1)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(149,0)	(98,7)	(27%)	(34%)
(161,9)	(141,6)	Peajes	(40,3)	(33,3)	(13%)	(17%)
(70,9)	(40,6)	Compras de Energía y Potencia	(29,1)	(16,5)	(43%)	(43%)
(341,6)	(251,4)	Consumo de Gas	(18,7)	(11,3)	(26%)	(39%)
(109,8)	(44,1)	Consumo de Petróleo	(3,3)	(2,0)	(60%)	(40%)
(92,4)	(77,6)	Consumo de Carbón	(19,3)	(8,4)	(16%)	(56%)
(107,0)	(85,8)	Otros	(38,4)	(27,2)	(20%)	(29%)
618,9	666,5	MARGEN BRUTO	181,0	196,5	8%	9%
(59,7)	(55,9)	Gastos por Beneficios a Empleados	(15,5)	(13,4)	(6%)	(14%)
(22,6)	(28,5)	Otros Gastos, por Naturaleza	(6,5)	(11,0)	26%	69%
(182,4)	(193,7)	Gastos por Depreciación y Amortización	(47,9)	(49,0)	6%	2%
354,2	388,3	RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	111,1	123,0	10%	11%
536,6	582,1	EBITDA	159,0	172,0	8%	8%

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

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 4T15 ascendieron a US\$295,2 millones**, disminuyendo un 11% respecto al 4T14, principalmente por menores ingresos de clientes bajo contrato, explicado por un menor precio de clientes regulados (dado principalmente por una disminución en los indexadores asociados a combustibles) y por una menor demanda regulada (vencimiento de Conafe en Abr15), efectos que fueron parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot.

En términos acumulados los Ingresos de actividades ordinarias a Dic15 ascendieron a US\$1.307,6 millones, disminuyendo un 13% respecto a Dic14, principalmente por un menor precio en clientes libres cuyo mayor efecto está dado 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 una porción del suministro contratado por Codelco en exceso de sus consumos propios. Dicho monto se acredita en la facturación del cliente y reconoce simultáneamente como ventas a otras generadoras. La disminución en ingresos también se explica por un menor volumen de ventas (menor demanda y vencimiento del contrato con Conafe en Abr15) y un menor precio de parte de los clientes regulados (dado principalmente por una disminución en los indexadores asociados a combustibles y en menor medida por la depreciación del tipo de cambio).

Por su parte, cabe mencionar que la línea "**Otros Ingresos**" disminuyó en US\$23,9 millones. Esta diferencia se explica principalmente porque el valor a Dic14 incorpora la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II por US\$32,5 millones en el 1T14 y US\$19,7 millones por el margen durante el período de pruebas de la central Angostura a principios de ese año. En cambio, el valor a Dic15 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).

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron en términos trimestrales un 34%** explicado principalmente por un menor costo de combustibles (-47%), menores compras de energía y potencia (pese a presentar similar valor de compras físicas, el costo marginal disminuyó 59%) y menor valor "Otros" producto de que el 4T14 registraba provisiones que tienen su origen en diferencias relacionadas a suministros pactados con clientes.

En términos acumulados, **los costos de materias primas y consumibles disminuyeron un 27%**, principalmente explicado por menor costo de combustibles (gas, carbón y petróleo) los cuales descendieron un 31%.

El **EBITDA aumenta un 8% tanto en términos trimestrales como acumulados** alcanzando US\$172,0 millones y US\$582,1 millones, respectivamente. Ambos aumentos se explican por un mejor mix de generación y menores costos de combustibles. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando un mejor mix, la disminución del precio de los *commodities* en los mercados internacionales y la mejora en las condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural.

2.2. ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL PERÚ

La Tabla 6 muestra un resumen del Resultado Operacional y EBITDA desde la adquisición de Fenix Power. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas.

Tabla 6: EBITDA Perú (US\$ millones)

	Cifras desde Adquisición*
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	6,2
Clientes bajo Contrato	4,9
Peajes	1,3
Otros Ingresos	0,0
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(4,8)
Peajes	(1,2)
Compras de Energía y Potencia	(0,6)
Consumo de Gas	(2,0)
Otros	(1,0)
MARGEN BRUTO	1,4
Gastos por Beneficios a Empleados	(0,2)
Otros Gastos, por Naturaleza	0,0
Gastos por Depreciación y Amortización	(1,2)
RESULTADO DE OPERACIÓN (*)	0,1
EBITDA	1,3

(*): Comprende el período desde el 18 de diciembre de 2015 hasta el cierre de trimestre.

Los **Ingresos de actividades ordinarias post adquisición correspondiente al 4T15 ascendieron a US\$6,2 millones**, en su mayor parte proveniente de ventas a clientes bajo contratos. Los costos de materias primas y consumibles utilizados fueron US\$4,8 millones, principalmente por consumo de gas y costos de peajes.

El **EBITDA de este período alcanzó US\$1,3 millones**.

2.3. ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS

La Tabla 7 muestra un resumen del Resultado Fuera de Operación Consolidado del 4T14, 4T15 y acumulado a Dic15 y Dic14. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 7: Resultado Fuera de Operación Consolidado (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15	Ac/Ac	T/T
5,6	5,5	Ingresos Financieros	1,2	2,0	(1%)	71%
(76,0)	(90,5)	Gastos Financieros	(24,2)	(23,5)	19%	(3%)
9,1	2,4	Resultados por Unidades de Reajuste	2,4	0,3	(73%)	(88%)
(22,4)	(11,2)	Diferencias de Cambio	(4,9)	(0,3)	(50%)	(94%)
(99,3)	6,6	Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	(103,2)	1,1	-	-
(1,4)	0,5	Otras Ganancias (Pérdidas)	(10,0)	(5,3)	(132%)	(47%)
(184,5)	(86,7)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(138,7)	(25,6)	(53%)	(82%)
169,7	301,7	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(27,6)	97,4	78%	-
(87,4)	(99,6)	Gasto por Impuesto a las Ganancias	(31,4)	(28,1)	14%	(11%)
82,3	202,1	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	(59,1)	69,3	146%	-
82,3	204,7	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(59,1)	71,9	149%	-
0,0	(2,6)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,0	(2,6)	-	-

Nota: Este cuadro considera la operación de Fenix a partir del día 18 de diciembre de 2015.

El **Resultado fuera de Operación del 4T15 registró una pérdida por US\$25,6 millones**, menores a las pérdidas de US\$138,7 millones del 4T14. La diferencia en relación al período del año anterior se explica principalmente porque el 4T14 registra una provisión por deterioro de la participación en la coligada HidroAysén por US\$102,1 millones.

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic15 presenta una menor pérdida, la que se explica principalmente por el efecto de la provisión mencionada anteriormente (US\$102,1 millones), en parte compensada por un mayor gasto financiero explicado tanto por un mayor nivel de deuda bruta promedio durante el año, como por una menor activación de gastos financieros, luego de la puesta en servicio de la central Angostura en Abr14.

El **gasto por impuestos del 4T15 ascendió a US\$28,1 millones**, que se compara con el gasto por impuestos de US\$31,4 millones del 4T14. La disminución se explica principalmente una mayor inflación acumulada, lo que conllevó a un mayor efecto compensatorio de corrección monetaria.

En **términos acumulados a Dic15 se registraron gastos por impuestos US\$99,6 millones**, vs. gastos de US\$87,4 millones a Dic14. El mayor gasto se explica por un incremento en el resultado antes de impuestos en 2015, un aumento de la tasa impositiva y por la mayor depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ acumulada a Dic15 que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que el activo fijo tributario es contabilizado en pesos chilenos (depreciación acumulada de 17% a Dic15 versus 16% a Dic14). Cabe mencionar que a contar del 1 de enero de 2016 la compañía ha sido autorizada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) para adoptar el dólar como moneda para su contabilidad tributaria.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

La Tabla 8 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2015. Posteriormente serán analizadas las principales cuentas y/o variaciones.

Tabla 8: Principales Partidas del Balance Consolidado (US\$ millones)

	dic-14	dic-15	Var	Var %
Activos corrientes	1.261,8	1.365,8	104,0	8%
Activos no corrientes	5.112,2	5.787,4	675,2	13%
TOTAL ACTIVOS	6.374,0	7.153,2	779,2	12%
Pasivos corrientes	258,3	707,8	449,5	174%
Pasivos no corrientes	2.777,7	2.778,2	0,6	0%
Patrimonio neto	3.338,0	3.667,1	329,1	10%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.374,0	7.153,2	779,2	12%

Activos Corrientes: Alcanzó US\$1.365,8 millones, US\$104,0 millones mayor en comparación con el cierre del año 2014 explicado principalmente por la consolidación de Fenix, que agrega US\$78,3 millones que se descomponen principalmente en Deudores y cuentas por cobrar por US\$49,3 millones y US\$24,5 millones de efectivo y efectivo equivalente.

Activos No Corrientes: Registraron US\$5.787,4 millones al cierre de Dic15, aumentando en un 13% en relación al cierre de Dic14. Este aumento se explica principalmente por la incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos de Fenix que registran un valor de US\$734,4 millones.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$707,8 millones al término del año 2015, lo cual implicó un aumento de US\$449,5 millones en relación a Dic14. Esta variación se explica principalmente por: la incorporación de la deuda bancaria de Fenix (US\$362,0 millones) y 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\$2.778,2 millones al cierre de Dic15, 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 la incorporación de los pasivos no corriente de Fenix (US\$64,5 millones) y un mayor registro de impuestos diferidos, producto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ (16,0%) dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

Análisis de Deuda: La deuda financiera alcanzó US\$2.235,6 millones, aumentando en US\$341,8 millones producto de la consolidación de la deuda que mantiene Fenix Power Perú. Por su parte, las inversiones financieras aumentaron en US\$228,6 millones producto del flujo generado en el período, compensado por la adquisición de Fenix y los proyectos que está llevando a cabo la compañía. Dado lo anterior, la Deuda Neta aumentó en un 11%, el EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó un 9%, consecuentemente el ratio Deuda Neta/EBITDA LTM no tuvo variaciones alcanzando un valor de 2,0 veces.

La vida media de la deuda financiera de largo plazo es de 4,6 años.

La tasa promedio de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de 5,08%.

Tabla 9: Principales Partidas De Endeudamiento (US\$ millones)

	dic-14	dic-15	Var	Var %
Deuda Financiera Bruta	1.893,9	2.235,6	341,8	18%
<i>Deuda Fenix Power*</i>	-	377,7	377,7	-
Inversiones Financieras**	832,8	1.061,4	228,6	27%
Deuda Neta	1.061,1	1.174,2	113,1	11%
EBITDA LTM	536,6	583,3	46,7	9%
Deuda Neta/EBITDA LTM	2,0	2,0	0,0	2%

(*) Deuda sin recurso a Colbún. El monto incluye una deuda bancaria de US\$362,0 millones y un leasing financiero de US\$15,7 millones.

(**) 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\$3.667,1 millones un 10% superior al cierre de 2014. Este aumento se debe al interés minoritario producto de la participación de socios en Fenix Power Perú. Adicionalmente, el patrimonio de la controladora aumentó por las utilidades acumuladas registradas en el período Ene15-Dic15, compensado en parte por el dividendo provisorio registrado en Dic15 (US\$39,6 millones).

4. INDICADORES CONSOLIDADOS

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros a nivel consolidado. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado de los últimos doce meses a la fecha indicada.

Tabla 10: Índices Financieros

Indicador	dic-14	dic-15	Var %
			Ac/Ac
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,88	1,93	(60,5%)
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	4,51	1,79	(60,3%)
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,91	0,95	4,5%
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	8,51%	20,30%	138,6%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	91,49%	79,70%	(12,9%)
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,23	4,33	34,1%
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas después de impuesto / Patrimonio Neto	2,39%	5,77%	141,4%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,32%	2,99%	126,4%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	7,09%	7,36%	3,8%

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

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

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

Tabla 11: Resumen del Flujo Efectivo (US\$ millones)

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		Var %	
dic-14	dic-15		4T14	4T15	Ac/Ac	T/T
260,4	832,8	Efectivo Equivalente Inicial ¹	878,3	1.090,6	220%	24%
595,6	698,8	Flujo Efectivo de la Operación	166,8	229,1	17%	37%
116,7	(169,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(184,0)	(31,8)	-	(83%)
(121,1)	(293,8)	Flujo Efectivo de Inversión ^{2 3}	(33,9)	(225,0)	143%	564%
591,2	235,3	Flujo Neto del Período	(51,1)	(27,7)	(60%)	(46%)
(18,8)	(6,7)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	5,6	(1,5)	(64%)	-
832,8	1.061,4	Efectivo Equivalente Final ¹	832,8	1.061,4	27%	27%

(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.

(³) El flujo de inversión de Dic15 y del 4T15 incluye el saldo de caja aportado de Fenix Power Perú por US\$11.4 millones

Durante el 4T15, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$27,7 millones**, menor al valor de igual período del año pasado.

Actividades de la operación: Durante el 4T15 se generó un flujo neto positivo de US\$229,1 millones, 37% mayor que el 4T14, explicado principalmente por el mejor resultado operacional. En términos acumulados, se registró un flujo neto positivo de US\$698,8 millones a Dic15, 17% mayor que a Dic14 cuya explicación también se debe a los mejores resultados registrados durante el período.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$31,8 millones durante el 4T15, que se compara con el flujo neto negativo de US\$184,0 millones al 4T14. El flujo de este trimestre está asociado al pago de intereses y amortizaciones. El mayor flujo negativo del 4T14 está asociado al prepago de un crédito bancario internacional en Oct14 por US\$150 millones.

En términos acumulados, se registró un flujo neto negativo de US\$169,6 millones a Dic15, menor al comparar con el flujo neto positivo de US\$116,7 millones a Dic14. Los flujos del año 2015 se explican por pago de intereses y amortizaciones. Por su parte, el flujo del año 2014 se explica la emisión de un bono internacional en Jul14, compensado en parte por el prepago ya mencionado, el pago total de la "deuda revolving" y en menor medida por el pago de la última cuota de un crédito nacional de largo plazo.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$225,0 millones durante el 4T15, mayor que el desembolso de US\$33,9 millones al 4T14. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados a la adquisición de la compañía Fenix Power Perú y a desembolsos en relación al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14. Recordar que la valorización de la empresa Fenix alcanzó US\$786 millones, a lo que descontando la deuda de la compañía, consideraron un aporte de efectivo de US\$420,5 millones, de los cuales Colbún desembolsó un 51% correspondiéndole un aporte de US\$214 millones.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$293,8 millones a Dic15, mayor al mismo período del año pasado, explicado por las mismas razones ya mencionadas en términos trimestrales.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.848 MW, conformada por 2.259 MW en unidades térmicas y 1.589 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile, donde representa cerca del 21% del mercado y también opera en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú, donde posee aproximadamente un 7% de participación de mercado. Ambas participaciones medidas en términos de 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). Para mitigar el efecto de dichas condiciones exógenas, la compañía procura contratar en el largo plazo sus activos con costo eficientes y eventualmente, en caso de existir déficit/superávits se puede recurrir a comprar/vender energía en el mercado spot a costo marginal.

6.1 Perspectiva de mediano plazo Chile

Al inicio del año 2016 el período de deshielo se encuentra en su última fase, mostrando caudales decrecientes. Dado lo anterior, la matriz energética comenzó su operación con mayores fuentes termoeléctricas. En esta línea, en cuanto al suministro de gas, la Compañía posee acuerdos de mediano plazo con ENAP 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 permitiendo contar con respaldo eficiente en condiciones hidrológicas desfavorables.

En relación a la contratación del año 2016, cabe destacar que se mantienen vigentes los mismos contratos que al cierre de Dic15. 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 balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Dicha generación eficiente dependerá de la operación confiable que puedan tener nuestras centrales y de las condiciones hidrológicas.

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 cual fue confirmada en el mes de Dic15, por el volumen equivalente a aproximadamente la operación de un ciclo combinado. Actualmente la compañía está realizando un proceso de licitación de suministro de GNL en los mercados internacionales. La participación de la Compañía en el mencionado proceso es parte de su estrategia de largo plazo para utilizar su capacidad instalada de generación eléctrica en base a gas natural y contribuir a un suministro de energía competitiva, segura y sustentable.

6.2 Perspectiva de mediano plazo Perú

Las condiciones hidrológicas iniciado el año 2016 son más secas que al mismo período del año anterior. Pese al alto crecimiento de la demanda en el SEIN (9,2% durante el 4T14) el sistema presenta un exceso de capacidad eficiente que ha significado una caída significativa en los costos marginales.

En relación a la contratación, a fines de 2015 vencen contratos de suministro de energía que se mantenían de corto plazo y entra en vigencia un contrato con la distribuidora Edelnor. En términos totales, para el año 2016 se espera un menor nivel de compromisos, los cuales disminuirán alrededor

de un 15%-20%, y que corresponden a aproximadamente un 70% de la capacidad de generación de la planta.

Los próximos meses estarán determinados principalmente por la operación confiable que pueda tener la central y dependerán de la evolución de las condiciones de oferta/demanda del sistema, considerando que está previsto que durante el 2016 entren nuevos proyectos de capacidades considerables.

6.3 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo un mix de generación eficiente que contempla una participación hidráulica relevante, un complemento térmico eficiente y finalmente una mayor penetración de otras fuentes renovables, 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 Ene15 se dio inicio a la construcción del proyecto, cuyo avance alcanzado durante el año 2015 es equivalente a un 46%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el año 2015 se puede mencionar el inicio de los hormigones de la casa de Casa de Maquinas, el montaje de los Difusores y el término de los hormigones de la Barrera Móvil. La construcción de la Línea La Mina Loma Alta se inició en Nov15 y su avance hasta Dic15 es de un 12%, el cual está 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 Jun15 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 Ago15, 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 Comasa para la compra de atributos ERNC y con Acciona Energía por la compra de la energía y atributos ERNC 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 Nov14.

Durante el segundo semestre del año 2015 se creó el Área de Energías Renovables encargada de desarrollar y estudiar la participación en proyectos de generación de tecnologías principalmente solar y eólica sin descartar otras fuentes ERNC.

- **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.

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

6.4 Gestión de Riesgo

A. Política de gestión de riesgos

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

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

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

La función de gestión de riesgo es 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.

B. Factores de riesgo

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

B.1. Riesgos del Negocio Eléctrico

B.1.1. Riesgo hidrológico

En Chile, el 48% de la capacidad instalada de Colbún son hidráulicas, por lo que están expuestas a las variables condiciones hidrológicas. En condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado con compras de gas natural o con diésel, o por defecto operar sus plantas térmicas 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 repetidas sequías una eventual falta de agua para refrigeración afectaría la capacidad generadora de los ciclos combinados, cuyo impacto se puede mitigar con compras de agua de terceros y/o operando dichas unidades en ciclo abierto.

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

B.1.2. Riesgo de precios de los combustibles

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

En Perú, el costo del gas natural tiene una menor dependencia de los precios internacionales dada una importante oferta doméstica de este hidrocarburo, lo que permite acotar la exposición a este riesgo. Al igual que en Chile, la proporción que queda expuesta a variaciones de precios internacionales es mitigada mediante fórmulas de indexación en contratos de venta de energía.

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

B.1.3. Riesgos de suministro de combustibles

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

Respecto al suministro de gas natural, en Chile Colbun mantiene contratos de mediano plazo con ENAP y Metrogas y en Perú la central Fénix cuenta con contratos de largo plazo con el consorcio ECL88 (Pluspetrol, Pluspetrol Camisea, Hunt, SK, Sonatrach, Tecpetrol y Repsol) y acuerdos de transporte de gas con TGP.

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

B.1.4. Riesgos de fallas en equipos y mantención

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

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 espera su puesta en servicio durante el primer semestre del 2016.

B.1.5. Riesgos de construcción de proyectos

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

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

Las compañías del sector enfrentan un mercado eléctrico muy desafiante, con mucha activación de parte de diversos grupos de interés, principalmente de comunidades vecinas y ONGs, las cuales legítimamente están demandando más participación y protagonismo. Como parte de esta complejidad se han hecho más inciertos los plazos de tramitación ambiental, los que en ocasiones son además seguidos por extensos procesos de judicialización. Lo anterior ha resultado en una menor construcción de proyectos de tamaños relevantes.

Asimismo Colbún tiene 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.

B.1.6. Riesgos regulatorios

La estabilidad regulatoria es fundamental para el sector de generación, donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo, ejecución y retorno de la inversión. Colbún estima que los cambios regulatorios deben hacerse considerando las complejidades del sistema eléctrico y manteniendo los incentivos adecuados para la inversión. Es importante disponer de una regulación que entregue reglas claras y transparentes que consoliden la confianza de los agentes del sector.

En Chile, la agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma en que se implementen podrían representar una oportunidad o riesgo para la compañía. Son de especial relevancia los cambios que actualmente se están discutiendo en el Congreso acerca de (i) la 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.

En Perú, la autoridad se encuentra impulsando ciertas modificaciones en materia energética. Dentro de los cambios regulatorios podemos mencionar: (i) Propuesta de modificación al reglamento de la LCE (Ley de Concesiones Eléctricas) respecto a la definición de usuarios regulados y libres y de cómo se podrían modificar los compromisos regulados ante una eventual traspaso de usuarios regulados

a libre y (ii) Propuesta de reglamento del mercado de corto plazo respecto a la posibilidad de que los clientes libres puedan tener acceso directo al mercado de precios spot.

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.

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

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

En Chile, 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, este desbalance podría verse aumentado por el mayor desarrollo de proyectos de ERNC a costos más competitivos que también aportan oferta eficiente.

En Perú, también se presenta un escenario de desbalance temporal entre oferta y demanda, generado principalmente por el aumento de oferta eficiente (centrales hidroeléctricas y a gas natural) e implicando una disminución de los precios de energía en los últimos meses.

B.2 Riesgos Financieros

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

B.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por fluctuaciones de monedas que provienen de dos fuentes. La primera fuente de exposición proviene de flujos correspondientes a ingresos, costos y desembolsos de inversión que están denominados en monedas distintas a la moneda funcional (dólar de los Estados Unidos). La segunda fuente de riesgo corresponde al descalce contable que existe entre los activos y pasivos del Estado de Situación Financiera denominados en monedas distintas a la moneda funcional.

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

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

Dado lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 la exposición de la compañía frente a este riesgo se encuentra bastante acotada, traduciéndose en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1,8 millones en términos trimestrales en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.

B.2.2 Riesgo de tasa de interés

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

La deuda financiera de la compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tabla 12: Perfil de Deuda Financiera

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

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera de la compañía se encuentra denominada el 100% a tasa fija.

B.2.3 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. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta.

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

Al 31 de diciembre 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 notional.

B.2.4 Riesgo de liquidez

Este riesgo viene dado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, entre otros. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 31 de diciembre de 2015, Colbún cuenta con excedentes de caja por US\$1.061,5 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\$175 millones.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$518 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda financiera. Estos desembolsos consideran el refinanciamiento de la actual deuda bancaria de Fenix por aproximadamente US\$362 millones que se llevará a cabo durante el 1T16. Además considera la amortización por US\$40 millones de un crédito bancario internacional otorgado a Colbún S.A. Éste último crédito, junto con el remanente de intereses y amortizaciones menores se esperan cubrir con la generación propia de flujos de caja.

Al 31 de diciembre 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 y BBB- por Standard & Poor's (S&P), ambas con perspectivas estables.

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

B.2.5 Medición del riesgo

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

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

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

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

El riesgo de crédito se encuentra acotado por cuanto Colbún opera únicamente con contrapartes bancarias locales e internacionales de alto nivel crediticio y ha establecido políticas de exposición máxima por contraparte que limitan la concentración específica con estas instituciones.

El riesgo de liquidez se considera bajo en virtud de la relevante posición de caja de la compañía, la cuantía de obligaciones financieras en los próximos doce meses y el acceso a fuentes de financiamiento adicionales, entre las que se cuentan líneas comprometidas y no comprometidas de financiamiento.

El riesgo de variación de tasas de interés se encuentra completamente mitigado ya que el 100% de la deuda financiera se encuentra completamente contratada a tasa fija (de manera directa y utilizando derivados).

El riesgo de tipo de cambio también se considera acotado por cuanto los principales flujos de la compañía (ingresos, costos y desembolsos de proyectos) se encuentran denominada directamente o con indexación al dólar. La exposición al descalce de cuentas contables se encuentra mitigada

mediante la aplicación de una Política de descalce máximo entre activos y pasivos para aquellas partidas estructurales denominadas en monedas distintas al dólar.

Dado lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 la exposición de la compañía frente a este riesgo se encuentra bastante acotada, traduciéndose en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$1,8 millones en términos trimestrales en base a un análisis de sensibilidad al 95% de confianza.