



1T15

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 1T15

Fecha: Jueves 30 de Abril 2015
 Hora: 11:30 AM Eastern Daylight Time
 12:30 PM Chile Time
 US Toll Free: 1 888 339.2688
 International Dial: +1 617 847.3007
 Password: 864 885 14

- El **EBITDA del 1T15 alcanzó US\$92,8 millones**, inferior al EBITDA de US\$119,8 millones del 1T14 y a los US\$159,0 millones del 4T14. 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. Por su parte, la caída respecto al trimestre pasado se explica por un 48% de menor generación hidroeléctrica dada la estacionalidad del año y las condiciones extremadamente secas del 1T15.
- Colbún reportó en el 1T15 una **ganancia de US\$7,0 millones** vs. una ganancia de US\$51,5 millones el 1T14 y una pérdida de US\$61,8 millones el 4T14. La caída respecto al 1T14 se explica por el menor EBITDA y por un mayor gasto financiero dado por una menor activación de éstos gastos luego de la puesta en servicio de la Central Angostura en Abr14, y en menor medida por un mayor nivel de deuda bruta. La pérdida del 4T14 responde a la provisión por deterioro de activos en la coligada HidroAysén.
- El total de **ventas físicas de energía ascendieron a 3,1 TWh**, disminuyendo en 3% respecto al 1T14 y aumentando 7% respecto al 4T14.
- La **generación total alcanzó 3,2 TWh**, disminuyendo en un 3% respecto al 1T14 producto de menor generación a gas natural dado el menor volumen contratado. El aumento de 7% de la generación respecto al 4T14 es por una mayor generación térmica (gas, carbón y diésel), parcialmente compensada por un 48% de menor generación hidroeléctrica.
- Al cierre del 1T15 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$816,7 millones** y una **deuda neta de US\$1.071,3 millones**.

Resumen

US\$ millones

	1T14	4T14	1T15	Variación	
				A/A	T/T
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	330,1	317,0	(23%)	(4%)
EBITDA	119,8	159,0	92,8	(23%)	(42%)
Ganancia de la controladora	51,5	(61,8)	7,0	(86%)	-
Deuda Neta	1.413	1.061	1.071	(24%)	1%
Ventas de energía (GWh)	3.203	2.913	3.109	(3%)	7%
Generación total (GWh)	3.268	2.855	3.196	(2%)	12%
Generación hidroeléctrica (GWh)	1.109	2.109	1.098	(1%)	(48%)

Colbún es el segundo generador del Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile con una capacidad instalada de 3.278 MW (52% térmica y 48% hidráulica) repartida en 23 centrales. Las centrales están ubicadas en 7 regiones. Colbún vende energía y potencia a clientes regulados (distribuidoras), a clientes libres (industriales) y los excedentes a otros generadores a través del mercado spot.

COMENTARIO EJECUTIVO

“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 en 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 cinco años. Esta menor generación hidráulica fue en parte compensada por una generación eficiente con carbón y gas, que sumado a menores precios de commodities respecto al mismo período del año anterior, implicaron un menor costo promedio de generación térmica. En esta misma línea, los costos marginales disminuyeron un 17% en comparación al mismo trimestre del año anterior (US\$136/MWh versus US\$165/MWh).

Por su parte, 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.

En relación a la contratación del año 2015, cabe destacar que en Dic14 expiraron los contratos con Codelco. Posteriormente, el 1 de enero de 2015 comenzó la ejecución de los nuevos contratos 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 los próximos trimestres dependerán de la capacidad de generación hidroeléctrica y térmica eficiente de la compañía y del correcto funcionamiento de éstas instalaciones, así como de las condiciones del nuevo año hidrológico que se acaba de iniciar en este mes de abril.”



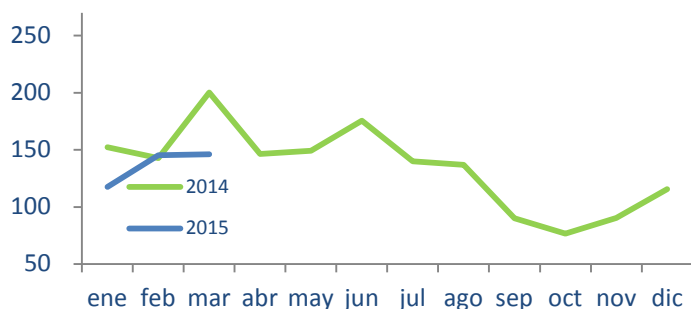
Parque Eólico Punta Palmeras

CONDICIONES DE MERCADO

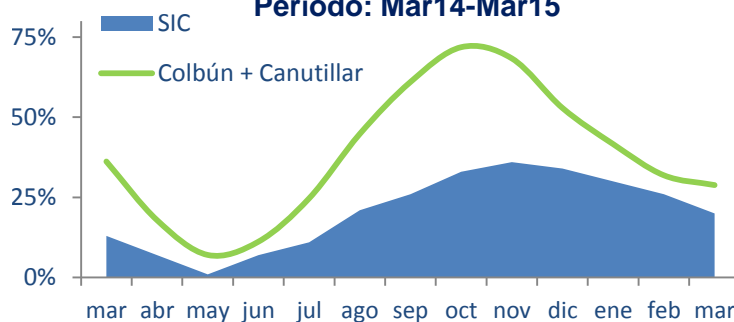
La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el primer trimestre de 2015 creció un **3,0% producto de una mayor demanda**, tanto de parte de los clientes regulados como de los clientes libres. Esta tasa de crecimiento se encuentra en línea al crecimiento de la demanda de los últimos 12 meses, pero refleja una desaceleración respecto de la tasa de crecimiento de la demanda al cierre del mismo trimestre del año anterior de 3,9%.

El mix de generación del trimestre fue muy similar al del año anterior; la **hidroelectricidad** alcanzó una participación de **37%**, mientras que la **generación a carbón** alcanzó una cuota de **26%** aumentando en 2% respecto al 1T14. Ese aumento del carbón fue compensado con una caída de 2% del **gas natural a 24%**. La generación con diésel representó el 5%. Si bien la composición fue similar, el costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyó un 17% desde US\$165/MWh a US\$136/MWh. Esta caída se explica principalmente por una disminución en los precios de commodities respecto al mismo período del año anterior. 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 mientras que al cierre de Mar15 era de US\$144/MWh.

CMg medido en Alto Jahuel (US\$/MWh)



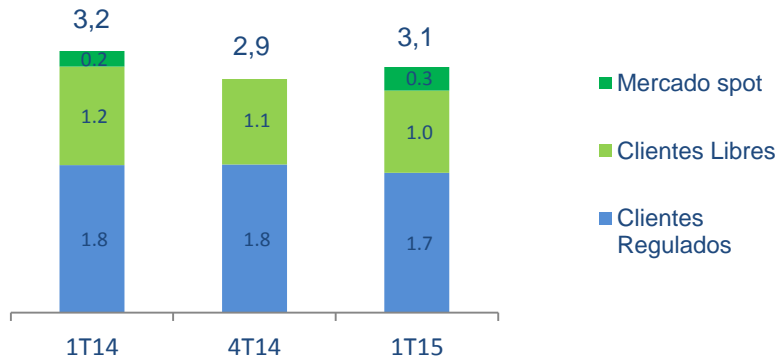
Energía embalsada del total de capacidad (%)
Período: Mar14-Mar15



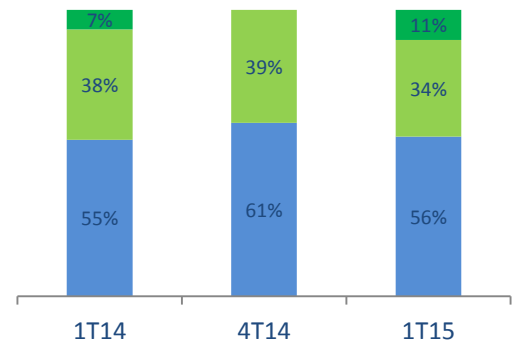
VENTAS FÍSICAS

Los **retiros físicos a clientes bajo contrato** durante el 1T15 alcanzaron 2.782 GWh, un 7% y 5% menor a las ventas físicas bajo contratos del 1T14 y del 4T14 respectivamente. Esta disminución se explica por vencimientos de contratos con clientes libres (Mar14 y Dic14) compensada por la entrada de nuevos contratos libres en Ene15. Por su parte, las **ventas netas en el mercado** spot alcanzaron 327 GWh, un 49% sobre lo registrado el 1T14, sin embargo 301 GWh corresponden a descuentos realizados sobre la facturación a Codelco. Si se incluyera en las ventas de clientes libres la energía asociada a Codelco, pero que no fue retirada, el nivel de ventas aumentaría un 3% y un 6% respecto al 1T14 y 4T14.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

La generación de 1T15 se caracterizó por una baja generación hidroeléctrica debido a un debilitamiento de los afluentes hídricos, fenómeno propio de la estacionalidad sumado al efecto de cuatro años consecutivos de sequía, y una importante generación con gas debido al acceso a suministro de GNL, que permitió operar las dos unidades de ciclo combinado durante gran parte del trimestre.

La **generación hidráulica** del 1T15 fue un 1% menor con respecto a la del 1T14 y casi la mitad del 4T14. 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.

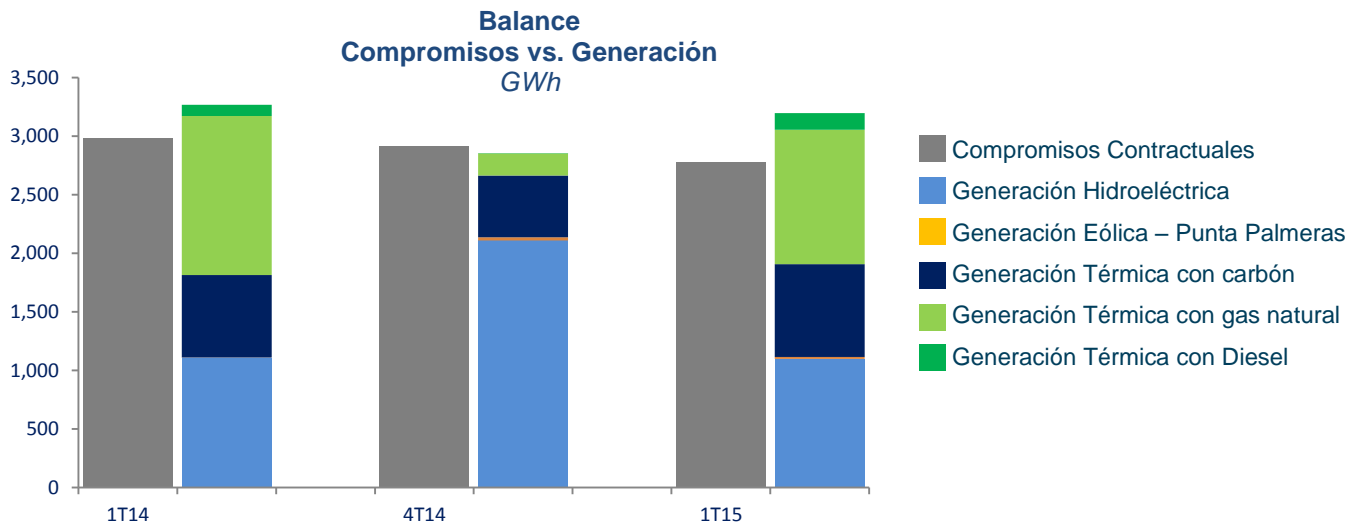
La **generación a carbón** durante el 1T15 fue de 792 GWh, 12% y 50% mayor que el 1T14 y el 4T14 respectivamente. Esto se explica porque durante el trimestre la central tuvo una muy alta disponibilidad, en comparación con el 1T14 cuando la central estuvo fuera de servicio durante algunos días producto de mantenimientos correctivos menores y en relación al 4T14 en que hubo un mantenimiento mayor y salidas menores no programadas.

La **generación térmica con gas natural** del 1T15 disminuyó 15% respecto al 1T14 y aumentó en más de 6 veces respecto al 4T14. La disminución respecto a 1T14 se explica por los volúmenes contratados de este combustible producto de la expectativa de menores costos marginales. En relación al 4T14, el aumento se debe a mayor requerimiento de este combustible por menor disponibilidad hidroeléctrica en el trimestre.

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. La generación diésel durante 4T14 fue de 3 GWh.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

El mix de generación del 1T15 permitió que el 68% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente: hidroeléctrica y carbón (vs. 61% del 1T14 y 89% del 4T14). El restante de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural, que considerando las condiciones comerciales negociadas por Colbún, es actualmente una fuente de generación de costo eficiente. Estos tres trimestres expuestos denotan una política comercial adecuada de acuerdo a la capacidad de generación de la compañía.



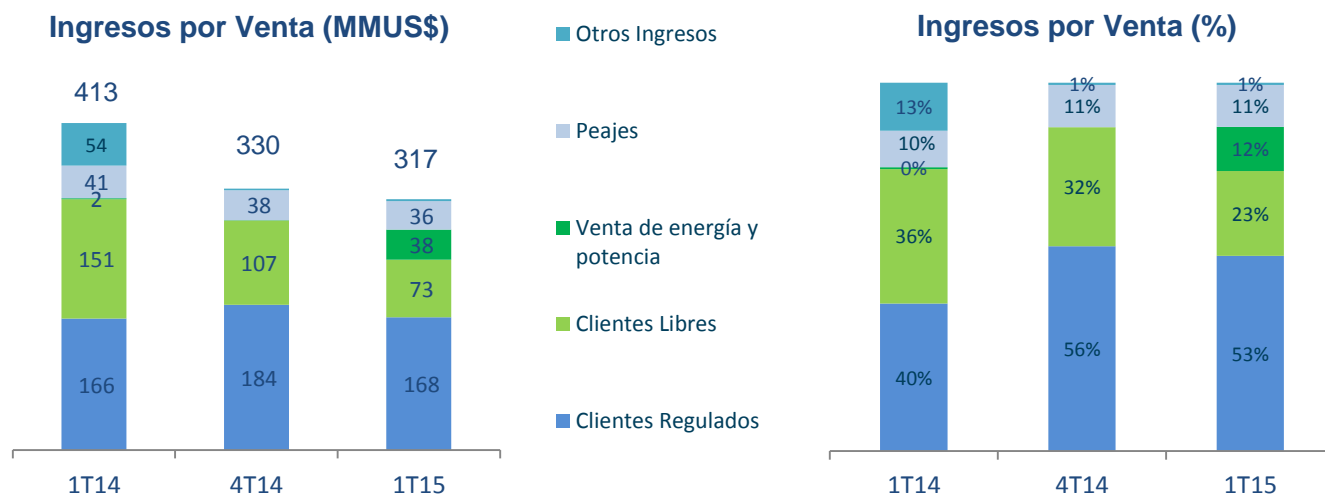
Balace Ventas Físicas vs. Generación

Cifras en GWh

				Variación	
	1T14	4T14	1T15	T/T	A/A
Ventas					
Clientes Regulados	1.751	1.765	1.734	(2%)	(1%)
Clientes Libres	1.233	1.148	1.048	(9%)	(15%)
Ventas al mercado spot	219	0	327	-	49%
Total Ventas	3.203	2.913	3.109	7%	(3%)
Generación					
Hidráulica	1.109	2.109	1.098	(48%)	(1%)
Térmica Gas	1.357	189	1.147	507%	(15%)
Térmica Diesel	96	3	141	5029%	47%
Térmica Carbón	706	527	792	50%	12%
Eólica - Punta Palmeras	-	27	18	(33%)	-
Total Generación Propia	3.268	2.828	3.178	12%	(3%)
Compras de energía (mercado spot)	0	120	0	-	-
Ventas - Compras mercado spot	219	(120)	327	-	49%

INGRESOS POR VENTA

Los **Ingresos de actividades ordinarias** del 1T15, ascendieron a US\$317,0 millones, disminuyendo un 23% y 4% en comparación al 1T14 y al 4T14 respectivamente. La caída en relación al 1T14 es principalmente por menores ingresos en clientes libres y “otros ingresos” (seguro Nehuenco II), parcialmente compensados por mayores ventas de energía y potencia en el mercado spot. La caída en comparación al 4T14 se explica por menores ingresos tanto de clientes libres como regulados, principalmente por un efecto precio. 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 y un 9% menor al 4T14. Esta última disminución se explica principalmente por un menor precio monómico de venta a este tipo de clientes.

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.

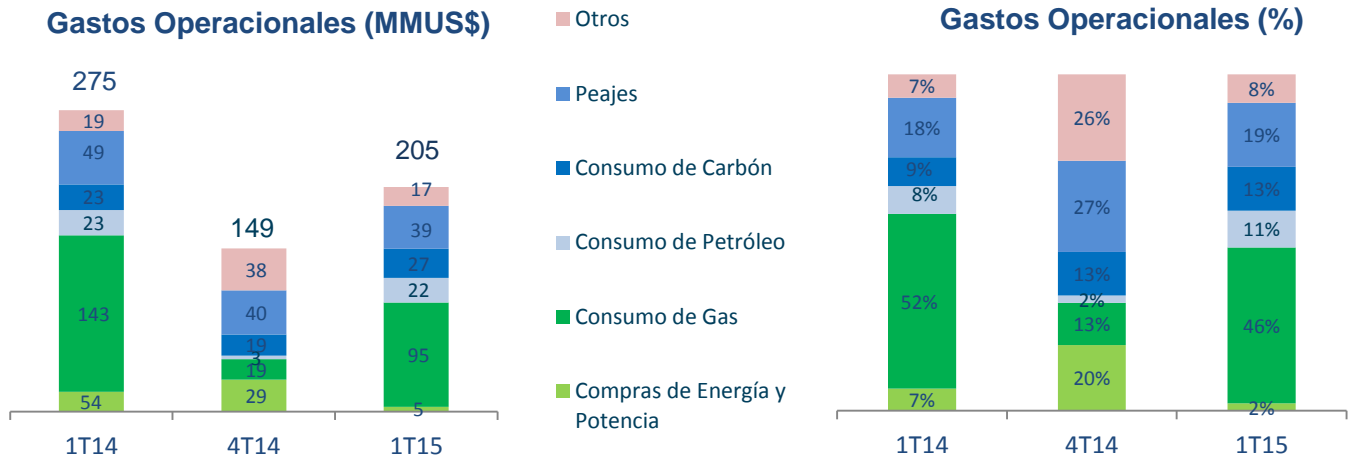
Ventas de Energía y Potencia: Durante el 1T15 hubo ventas físicas de energía y potencia en el mercado spot por US\$38,0 millones (equivalentes a 327 GWh) aumentando significativamente respecto al 1T14 (US\$1,5 millones – 219 GWh). El 4T14 no registra ventas al spot. Cabe mencionar que parte de estas 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. Los peajes se mantienen en línea respecto al 4T14.

Otros Ingresos: Durante el trimestre no hubo Otros Ingresos relevantes (US\$2,3 millones). Sin embargo en 1T14 se 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. Por su parte, el 4T14 registra un valor menor (US\$1,9 millones) en la línea Otros Ingresos.

GASTOS OPERACIONALES

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. Respecto al 4T14 los costos de materias primas y consumibles aumentaron 38% producto de mayor consumo de combustibles: gas, carbón y diésel. Los gastos operacionales se desglosan de la siguiente forma:



Costos de peajes: En términos trimestrales los peajes disminuyeron un 20% respecto al 1T14 producto que ese trimestre hubo mayores gastos asociados a la transmisión troncal. Respecto al 4T14 se mantienen relativamente en línea.

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% y 84% en comparación al 1T14 y al 4T14 respectivamente. Ambos primeros trimestres no presentan compras de energía en el balance físico, pero en el balance monetario sí hubo desembolsos. 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). Por su parte, en el 4T14 sí se realizaron compras en el mercado spot (27 GWh).

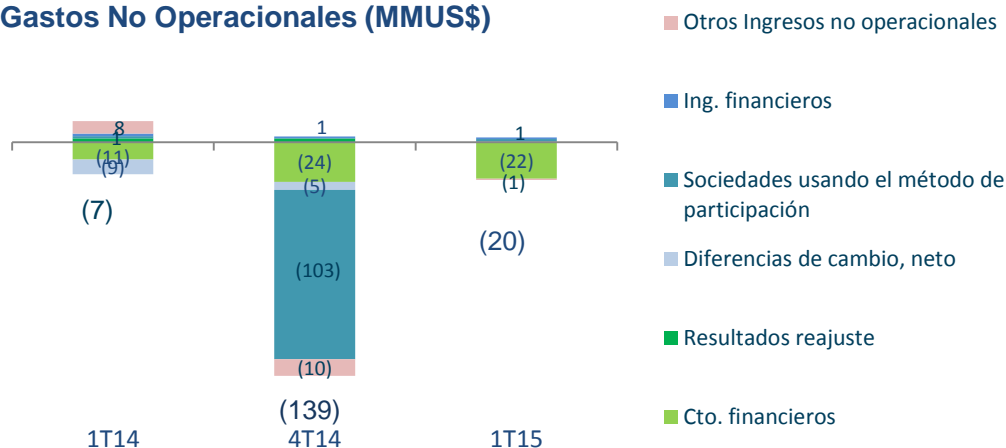
Costos de combustibles: Durante el 1T15 alcanzaron los US\$144,2 millones, menores en un 24% con respecto al mismo período del año anterior y tres veces mayor respecto al 4T14. La disminución respecto al 1T14 se debe principalmente a una menor generación y menor precio del gas, compensada en parte por mayor generación con carbón y diésel. El costo promedio de generación termoeléctrica propia fue más eficiente, reflejando la disminución del precio de estos commodities en los mercados internacionales. Por su parte, al comparar con el 4T14, la generación termoeléctrica aumentó cerca de 3 veces explicada por mayor generación con gas, carbón y diésel.

Otros: el 1T15 alcanzaron US\$17,4 millones, en comparación con los US\$19,1 millones del 1T14 y a los US\$38,4 millones del 4T14. La disminución versus el 4T14 es debido principalmente a que el trimestre anterior registraba provisiones que tienen su origen en diferencias relacionadas a suministros pactados con clientes.

RESULTADO NO OPERACIONAL

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. El resultado fuera de la operación del 4T14 alcanzó una pérdida de US\$138,7 millones dado principalmente por la provisión de deterioro en la coligada HidroAysén. Los principales componentes de este resultado son:

Gastos No Operacionales (MMUS\$)



Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 1T15 fueron de US\$22,2 millones, mayores a los US\$10,6 millones registrados el 1T14 y más en línea con los del 4T14. La diferencia respecto al 1T14 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.

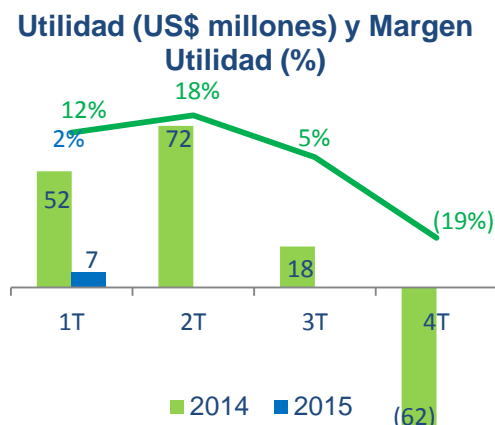
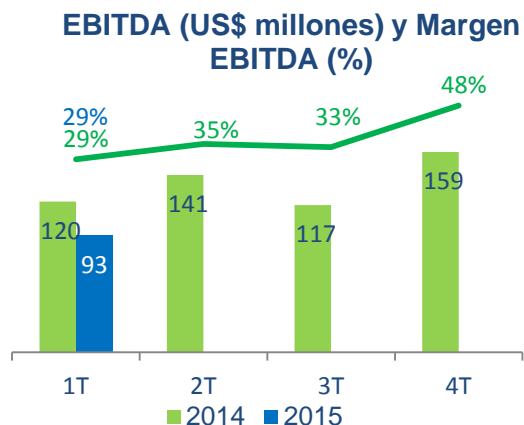
Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio durante el 1T15 registró una utilidad de US\$0,4 millones, mayor a la pérdida de US\$8,9 millones registrada el 1T14. La variación de esta cuenta respecto al primer trimestre de 2014 se explica principalmente por el efecto de la mayor volatilidad del tipo 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 período 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. La pérdida del 4T14 se explica principalmente por un deterioro en patentes de derechos de agua y por una provisión por obsolescencia de repuestos.

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 y a los US\$34,2 millones en el trimestre anterior. 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).

ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD

El **EBITDA del 1T15 ascendió a US\$92,8 millones**, inferior al EBITDA de US\$119,8 millones del 1T14 y a los US\$159,0 millones del 4T14. 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. Por su parte, la caída respecto del 4T14 se explica principalmente por la menor generación hidroeléctrica (50% menos).



La Compañía presentó en el 1T15 una **ganancia de US\$7,0 millones**, una disminución al comparar con la utilidad de US\$51,5 millones del 1T14, pero que se compara positivamente con la pérdida de US\$61,8 millones del 4T14. El margen de utilidad alcanza un 2% sobre los ingresos del trimestre, que se compara negativamente con el 1T14, pero positivamente con el 4T14.

Detalle del EBITDA

US\$ millones

				Variación	
	1T14	4T14	1T15	T/T	A/A
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	330,1	317,0	(4%)	(23%)
Ventas a Clientes Regulados	166,0	183,5	167,6	(9%)	1%
Ventas a Clientes Libres	150,8	106,8	73,0	(32%)	(52%)
Ventas en el mercado Spot	1,5	0,1	38,0	32750%	2427%
Peajes	41,2	37,8	36,0	(5%)	(12%)
Otros ingresos	53,8	1,9	2,3	25%	(96%)
Materias primas y consumibles utilizados	(275,4)	(149,0)	(205,2)	38%	(25%)
Peajes	(48,9)	(40,3)	(39,1)	(3%)	(20%)
Compras de Energía y Potencia	(18,0)	(29,1)	(4,5)	(84%)	(75%)
Consumo de Gas	(143,1)	(18,7)	(95,1)	409%	(34%)
Consumo de Petróleo	(22,9)	(3,3)	(22,5)	587%	(2%)
Consumo de Carbón	(23,4)	(19,3)	(26,6)	38%	14%
Otros Costos	(19,1)	(38,4)	(17,4)	(55%)	(9%)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(18,1)	(22,0)	(19,1)	(13%)	5%
EBITDA	119,8	159,0	92,8	(42%)	(23%)

PLAN DE CRECIMIENTO

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.

A continuación se explica el status de los proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

	La Mina	Sta. María II	San Pedro
Descripción	Mini Hidro	Carbón	Hidro-Embalse
Capacidad (MW)	34	350	160-170
Gwh/año esperado	191	2.500	950



Sitio de Emplazamiento Proyecto La Mina

Proyectos en Construcción

- **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 relicitaron 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 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 (160-170 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 principalmente.

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

HECHOS RELEVANTES

- La **Central Blanco (60 MW)**, ubicada en la cuenca del río Aconcagua, entró nuevamente en funcionamiento el 18 de febrero de 2015 (tras la falla del 12 de enero de 2014).
- Tal como se comunicó en la Declaración Pública del 20 de Marzo de 2015, la compañía se encuentra explorando oportunidades de inversión en el mercado de generación de Sudamérica, entre ellos el mercado colombiano, con lo cual con fecha 15 de abril ha precalificado en el proceso de subasta pública de acciones de **Isagen** liderada por el Gobierno Colombiano.
- El pasado 22 de abril se realizó la **Junta Ordinaria de Accionistas** de Colbún, en la cual se aprobaron todas las materias que fueron sometidas a consideración de los accionistas. Dentro de éstas se aprobó repartir un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 correspondiente a US\$0,000728 por acción que se pagará a contar del día 6 de mayo de 2015. Además, en esta Junta hubo renovación del Directorio, donde fueron reelegidos los mismos miembros actuales, a excepción del cambio en el cual se retira el Sr. Sergio Undurraga Saavedra e ingresa la Sra. Luz Granier Bulnes.

ANÁLISIS DE BALANCE

Balance Resumido

US\$ millones

	Mar14	Dic14	Mar15
Activos Corrientes	756,7	1.270,2	1.251,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	208,3	832,8	816,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	378,6	243,7	237,8
Activos por impuestos, corrientes	52,6	47,0	57,2
Otros activos corrientes	117,1	146,7	139,9
Activos No Corrientes	5.305,4	5.112,2	5.090,1
Propiedades, planta y equipo	5.026,1	4.956,2	4.935,5
Otros activos no corrientes	279,3	156,0	154,7
Total Activos	6.062,1	6.382,3	6.341,8
Pasivos corrientes	281,3	258,3	192,0
Pasivos no corrientes	2.177,9	2.763,5	2.786,1
Patrimonio total	3.602,9	3.360,6	3.363,6
Total Patrimonio y Pasivos	6.062,1	6.382,3	6.341,8

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$816,7 millones, un aumento respecto al 1T14 explicado por la emisión de un bono internacional en Jul14 y a los flujos generados en el período. Respecto al 4T14 se registra una disminución dado 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, US\$140 millones menor al 1T14 explicado en parte porque el 1T14 registra la cuenta por cobrar del seguro asociado a la falla de la central Nehuenco II del año 2013 (US\$48,2 millones) y por un mayor nivel de ventas monetarias ese trimestre. Esta cuenta se mantiene en línea respecto al 4T14.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: registró un saldo de US\$4.935,5 millones al cierre de Mar15, una disminución respecto a ambos períodos 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 respecto a ambos períodos. La disminución versus el 1T14 se explica por el pago total de la deuda "revolving". La variación con el cierre 2014 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, aumentando 28% respecto al 1T14 explicado principalmente por el bono emitido en Jul14 (US\$500 millones) y manteniéndose en línea en comparación a Dic14.

Patrimonio: la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.363,6 millones, menor al compararlo con los US\$3.602,9 millones de Mar15. El principal efecto que explica esta disminución es la promulgación de la Reforma Tributaria en Sep14, ya que el reconocimiento de la nueva tasa generó un impacto de US\$212,9 millones en los pasivos netos por impuestos diferidos, lo cual generó un cargo en patrimonio por el mismo monto. Por su parte, el patrimonio permanece en línea al cierre 2014.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

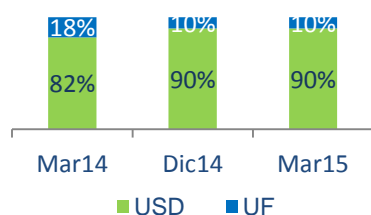
	1T14	4T14	1T15
Deuda Financiera Bruta	1,621.0	1,893.9	1,888.0
Inversiones Financieras	208.3	832.8	816.7
EBITDA LTM	383.0	536.6	509.6
Deuda Neta	1,412.7	1,061.1	1,071.3
Deuda Neta / EBITDA LTM	3.7	2.0	2.1
Razón de Endeudamiento (%)	68%	91%	89%
Pasivos Corto Plazo (%)	11%	9%	6%
Cobertura Gastos Financieros	4.8	4.4	2.4
Rentabilidad Patrimonial (%)	2.5%	4.9%	1.0%
Rentabilidad del Activo (%)	1.5%	2.7%	0.6%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	7.6%	10.8%	10.0%

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.

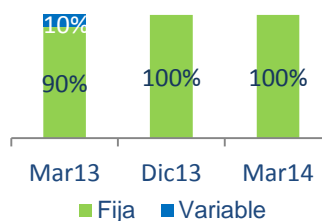
La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de **6,2 años**.

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

Deuda por Moneda*

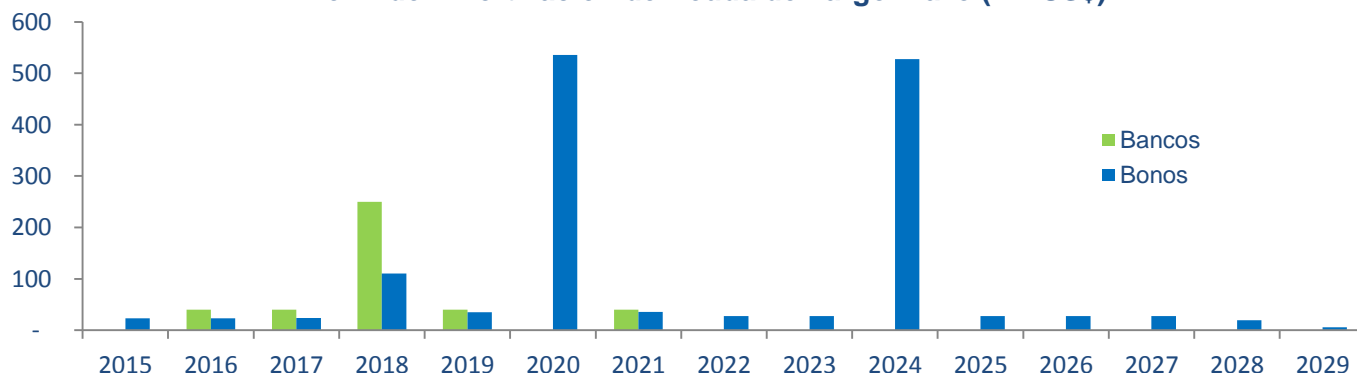


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

Perfil de Amortización de Deuda de Largo Plazo (MMUS\$)*



FLUJO DE CAJA

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	1T14	4T14	1T15	Variación	
				T/T	A/A
Efectivo y equivalentes al principio del periodo	260,4	878,3	832,8	(45,5)	572,4
Flujo Efectivo de actividades de operación	83,1	166,8	77,2	(89,6)	(5,9)
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(83,1)	(184,0)	(67,3)	116,7	15,8
Flujo Efectivo de actividades de inversión	(48,1)	(33,9)	(26,3)	7,6	21,8
Flujo Neto del Periodo	(48,1)	(51,1)	(16,4)	34,7	31,7
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	(4,0)	5,6	0,3	(5,3)	4,3
Efectivo y equivalentes al final del periodo	208,3	832,8	816,7	(16,1)	608,4

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

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. Sin embargo, hubo una caída importante respecto al 4T14, esto se explica por un mix de generación menos eficiente dada la disminución de la generación hidroeléctrica.

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. El flujo del 1T14 era explicado por la amortización de un crédito bancario, por la disminución del stock de “deuda revolving” y por los intereses pagados durante el periodo asociados a la deuda de largo plazo. Por su parte, el flujo del 4T14 se explicaba principalmente por el prepago realizado en Oct14 asociado a un crédito bancario (US\$150 millones).

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. La inversión del trimestre fue levemente menor a la del trimestre previo y los desembolsos de ambos trimestres (4T14 y 1T14) estuvieron principalmente asociados al proyecto La Mina que inicio su construcción en Dic14.

DISCLAIMER

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

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

En cumplimiento de las normas aplicables, Colbún S.A. ha enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros, y se encuentran disponibles para su consulta y examen, los estados financieros de la sociedad y correspondientes notas, documentos que deben ser leídos conjuntamente con este informe.

Anexo 1

Ventas y Generación

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2014					2015					
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	
Ventas											
Clientes Regulados (GWh)	1.751	1.838	1.849	1.765	7.204	1.734				1.734	
Clientes Libres (GWh)	1.233	1.159	1.197	1.148	4.737	1.048				1.048	
Ventas al mercado spot (GWh)	219	425	147	0	791	327				327	
Total Ventas (GWh)	3.203	3.422	3.193	2.913	12.731	3.109				3.109	
Potencia (MW)											
	1.750	1.677	1.717	1.659	1.701	1.593				1.593	
Generación											
Hidroeléctrica (GWh)	1.109	1.621	1.816	2.109	6.655	1.098				1.098	
Térmica Gas (GWh)	1.357	929	536	189	3.011	1.147				1.147	
Térmica Diesel (GWh)	96	231	216	3	546	141				141	
Térmica Carbón (GWh)	706	718	672	527	2.623	792				792	
Eólica - Punta Palmeras (GWh)	-	-	-	27	27	18				18	
Total Generación Propia (GWh)	3.268	3.499	3.240	2.855	12.862	3.196				3.196	
Compras de energía mercado spot (GWh)	0	0	24	120	144	0				144	
Ventas - Compras mercado spot	219	425	123	(120)	647	327				183	

Anexo 2 Estado de Resultados

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	Total	1T15	2T15	3T15	4T15	Total
Ingresos de actividades ordinarias	413,2	408,0	351,2	330,1	1.502,6	317,0				
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(275,4)	(245,6)	(213,8)	(149,0)	(883,7)	(205,2)				
MARGEN BRUTO	137,9	162,4	137,5	181,0	618,9	111,8				
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(18,1)	(21,6)	(20,5)	(22,0)	(82,3)	(19,1)				
Depreciación y amortización	(42,0)	(46,2)	(46,3)	(47,9)	(182,4)	(47,5)				
RESULTADO DE OPERACIÓN	77,8	94,6	70,6	111,1	354,2	45,3				
EBITDA	119,8	140,8	117,0	159,0	536,6	92,8				
Ingresos financieros	1,5	1,2	1,7	1,2	5,6	1,0				
Costos financieros	(10,6)	(18,9)	(22,2)	(24,2)	(76,0)	(22,2)				
Resultados por unidades de reajuste	2,4	3,3	1,0	2,4	9,1	0,1				
Diferencias de cambio	(8,9)	(4,3)	(4,4)	(4,9)	(22,4)	0,4				
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,3	1,6	1,0	(1,1)	2,8	1,5				
Otros ingresos/(egresos) distintos de los de operación	7,7	(0,6)	1,6	(112,1)	(103,5)	(0,9)				
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(6,6)	(17,8)	(21,3)	(138,7)	(184,5)	(20,2)				
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	71,2	76,8	49,3	(27,6)	169,7	25,1				
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(19,6)	(5,2)	(31,1)	(34,2)	(90,1)	(18,2)				
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	51,5	71,6	18,2	(61,8)	79,5	7,0				
GANANCIA (PÉRDIDA)	51,5	71,6	18,2	(61,8)	79,5	7,0				

Balance Resumido

US\$ millones

	2014				2015			
	Mar14	Jun14	Sep14	Dic14	Mar15	Jun15	Sep15	Dic15
Activos Corrientes	756,7	803,7	1.301,2	1.270,2	1.251,6			
Efectivo y equivalentes al efectivo	208,3	337,4	878,3	832,8	816,7			
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	378,6	327,7	254,8	243,7	237,8			
<i>Ventas normales</i>	149,2	162,1	124,8	132,3	146,5			
<i>Deudores varios</i>	229,4	165,6	130,0	111,3	91,3			
Activos por impuestos, corrientes	52,6	41,8	59,7	47,0	57,2			
Otros activos corrientes	117,1	96,8	108,5	146,7	139,9			
Activos No Corrientes	5.305,4	5.268,4	5.231,0	5.112,2	5.090,1			
Propiedades, planta y equipo	5.026,1	4.993,0	4.967,6	4.956,2	4.935,5			
Otros activos no corrientes	279,3	275,4	263,3	156,0	154,7			
Total Activos	6.062,1	6.072,1	6.532,2	6.382,3	6.341,8			
Pasivos corrientes	281,3	232,3	316,4	258,3	192,0			
Pasivos no corrientes	2.177,9	2.170,1	2.749,3	2.763,5	2.786,1			
Patrimonio total	3.602,9	3.669,6	3.466,5	3.360,6	3.363,6			
Total Patrimonio y Pasivos	6.062,1	6.072,0	6.532,2	6.382,3	6.341,8			
TC Cierre (CLP/USD)	551,2	552,7	599,2	606,8	626,6			