



1T16

Informe Trimestral

Conference Call Resultados 1T16

Fecha: Viernes 29 de Abril de 2016
 Hora: 11:15 AM Eastern Daylight Time
 12:15 PM Chile Time
 US Toll Free: 1 888 339.2688
 International Dial: +1 617 847.3007
 Password: 974 404 78

- **El EBITDA del primer trimestre del año 2016 (1T16) alcanzó US\$170,2 millones**, un 83% mayor que el EBITDA de US\$92,8 millones del 1T15 y un 2% menor que el del 4T15. El 1T16 presentó un mejor mix de generación respecto al 1T15, producto de un aumento en la generación hidroeléctrica (17%) como resultado de mejores condiciones de deshielos, una mayor generación térmica con gas natural a costo competitivo, y un menor consumo de diésel. Adicionalmente el trimestre presentó el aporte de EBITDA proveniente de la consolidación de la operación de Fenix Power (US\$16,7 millones).
- Colbún reportó en el **1T16 una ganancia que alcanzó los US\$76,0 millones**, mayor que la ganancia de US\$7,0 millones del 1T15 y que la ganancia de US\$69,5 millones el 4T15. La mayor ganancia se da principalmente por el aumento de EBITDA antes mencionado.
- Cabe recordar que el día 18 de diciembre de 2015, en el marco de la internacionalización en nuevos mercados de América Latina, Colbún, a través de un consorcio donde participa con un 51% de la propiedad, compró 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 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).
- **Análisis operaciones en Chile:**
 - Las **ventas físicas** durante el 1T16 fueron un 2% mayor a lo registrado en el 1T15 y el 4T15 respectivamente. Los retiros físicos de clientes bajo contrato alcanzaron 2.757 GWh, un 1% menos que el 2015 y un 2% más en relación al 4T15, principalmente debido al vencimiento del contrato con la distribuidora Conafe en Abr15. Ello fue compensado por una mayor demanda de clientes libres (6%) y por una mayor venta en el mercado spot (22%).
 - La **generación del trimestre** alcanzó 3,2 TWh, aumentando un 1% y un 15% respecto al 1T15 y al 4T15 respectivamente. El aumento respecto al trimestre anterior se explica por mejores condiciones del recientemente terminado año hidrológico, las cuales se reflejaron en una mayor generación hidráulica (17%). También se registró una mayor generación en base a gas natural (6%). Estos aumentos fueron parcialmente contrarrestados por una menor generación diésel (-97%) y carbón (-12%).
- **Análisis operaciones Perú*:**
 - La **generación térmica** a gas en Fenix Power alcanzó 663 GWh en el 1T16, lo que permitió que un 88% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 117 GWh. La planta presentó alta disponibilidad, pero bajo despacho producto de los bajos costos marginales del período (US\$12/MWh medido en Santa Rosa).

Al cierre del 1T16 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$1.062,6 millones** y una **deuda neta de US\$1.181,7 millones**.

Resumen

US\$ millones

				Variación	
	1T15	4T15	1T16	A/A	T/T
Ingresos de actividades ordinarias	317,0	301,4	362,5	14%	20%
EBITDA	92,8	173,3	170,2	83%	(2%)
Ganancia de la controladora	7,0	69,3	72,2	936%	4%
Deuda Neta	1.166,7	1.174,2	1.181,7	1%	1%
Ventas de energía contratada Chile (GWh)	2.782	2.707	2.757	(1%)	2%
Ventas de energía contratada Perú (GWh)	676	775	758	12%	(2%)
Generación total Chile (GWh)	3.195	2.792	3.223	1%	15%
Generación total Perú (GWh)	1.056	605	663	(37%)	10%

(*) El análisis presentado a continuación contempla periodos previos a la adquisición de Fénix de manera de entregar una visión global de la operación de la planta

COMENTARIO EJECUTIVO

“El año hidrológico en Chile (Abr15-Mar16) presentó escasas precipitaciones en los primeros meses. Sin embargo, a partir de Jul15 las condiciones hidrológicas mejoraron considerablemente. Durante el 1T16 se produjo un aumento en la generación hídrica y ERNC en el sistema, producto de un aumento de los caudales, propio de los deshielos, que sumado a una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo, implicaron un menor costo marginal promedio del sistema. Los costos marginales disminuyeron en un 55% en comparación al mismo trimestre del año anterior (US\$61/MWh-1T16 versus US\$136/MWh-1T15), dado principalmente por la caída de los precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales.

Para los próximos meses, la Compañía tiene ya asegurada la disponibilidad de gas natural para sus plantas eficientes en el SIC, aspecto relevante considerando que los próximos meses del año hidrológico corresponden habitualmente a períodos de menores afluentes y por lo tanto, a una menor generación hídrica. Vale la pena destacar también que se tienen contratos firmados con ENAP y METROGAS de mediano plazo, lo cual permite para el 2016 una generación con gas natural del orden de 2.500 GWh con este tipo de combustible. Recordar que durante el 4T15 se confirmó la capacidad de regasificación a largo plazo para Colbún a partir del año 2020 en el marco de la licitación del proceso de Open Season de GNL Quintero.

En Dic15, dentro del proceso de internacionalización y crecimiento hacia nuevos mercados de América Latina, Colbún adquirió, en conjunto con dos socios, Fenix Power Perú S.A. Dicha compañía de generación cuenta con una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW de capacidad instalada en el distrito de Chilca, 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).

En línea con los planes de crecimiento de la compañía, Colbún continuará impulsando su portafolio de proyectos locales y buscando nuevos mercados y activos en países de la región. En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (170 MW), Colbún espera re-ingresar un nuevo estudio de impacto ambiental sobre las adecuaciones al proyecto durante el año.”



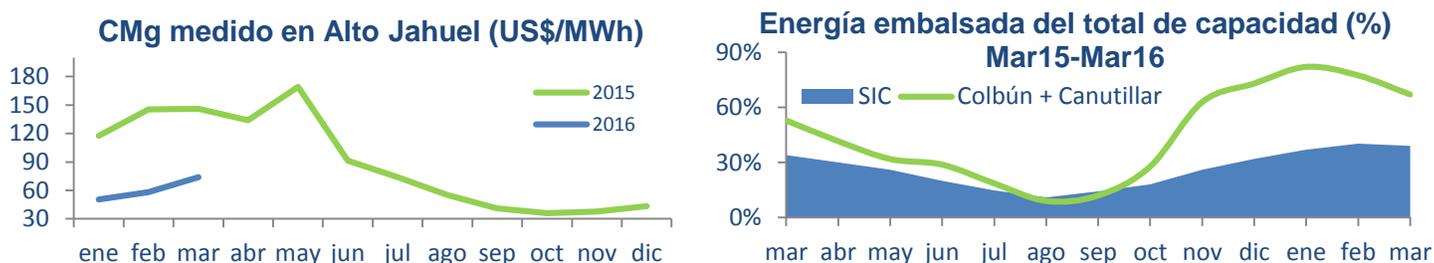
CONDICIONES DE MERCADO

CHILE

La generación a nivel del SIC (Sistema Interconectado Central) durante el 1T16 aumentó un 3% en comparación al 1T15, cifra que se compara positivamente con el crecimiento del 4T15 que alcanzó un 0,4%. La desaceleración en la demanda de energía eléctrica es un factor que estuvo presente durante los últimos trimestres, que al comparar con el 1T16 ha mostrado un crecimiento del 4,3%. Recordar que la demanda se encuentra fuertemente relacionada con la actividad económica del país, la cual ha crecido a tasas decrecientes.

Al comparar el 1T16 con el 1T15, el SIC experimentó una mayor generación hidroeléctrica (+9%), explicado por mejores condiciones del recientemente terminado año hidrológico, que en conjunto con una mayor generación de ERNC (+11%) y carbón (+17%), permitieron disminuir la participación del diésel (-41%). Lo anterior explica que los costos marginales alcanzaran valores significativamente menores (-55%). La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 39%, carbón 30%, gas natural 19%, diésel 2% y ERNC 10% (eólica 2%, solar 3%, otros 5%)**.

Por su parte, **el costo marginal promedio del trimestre medido en Alto Jahuel disminuyó en un 55%** desde US\$136/MWh en el 1T15 a US\$61/MWh en el 1T16. Esta caída es atribuible principalmente a los menores precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales.



PERÚ

La generación en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) durante el 1T16 creció un 12% en comparación al 1T15, cifra que se compara positivamente con el crecimiento del 4T15 donde alcanzó un 6,4% (a/a).

La generación termoeléctrica en el SEIN experimentó un aumento de 9% durante el 1T16, en comparación con el 1T15. Por su parte, la generación hidroeléctrica aumentó en un 15%, principalmente dado por la entrada de nuevos proyectos. La participación por tecnología fue: **hidroelectricidad 54%, termoelectricidad 42% y Energía Renovable 4%**.

El costo marginal promedio del trimestre en el SEIN disminuyó un 25% con respecto al 1T15 (US\$16/MWh en el 1T15 a **US\$12/MWh en el 1T16**). Esta caída se explica principalmente debido al ingreso de nueva generación eficiente y por operación de plantas térmicas con gas natural con costos declarados de operación por debajo de sus precios reales de operación (sub declaración anual de precios del gas).



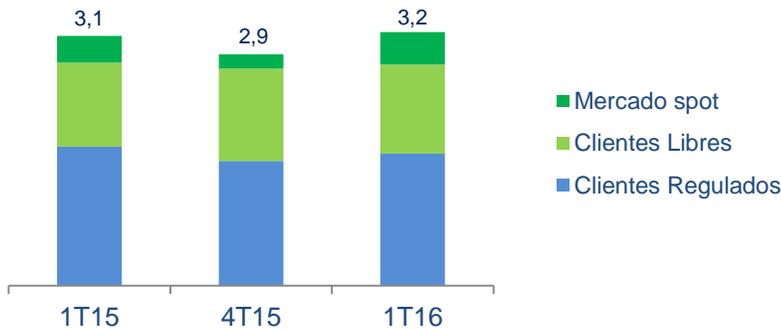
VENTAS FÍSICAS

CHILE

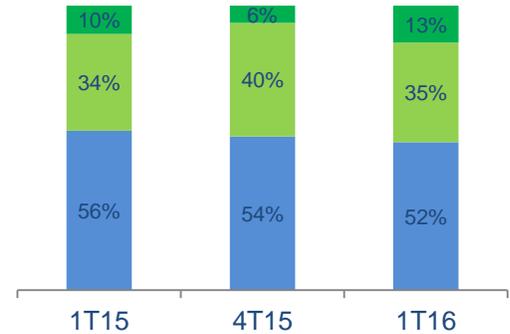
Los **retiros físicos de clientes bajo contrato alcanzaron 2.757 GWh durante el 1T16**, manteniéndose en línea en relación al 1T15 y al 4T15.

Por su parte, el balance en el mercado spot alcanzó un nivel de **ventas netas de 403 GWh**, superior a las ventas netas de 327 GWh registradas en el 1T15 por y a las ventas netas de 54 GWh en el 4T15. En el 1T16, la Compañía presentó una alta generación hidroeléctrica, que en conjunto con el resto de la generación, permitieron abastecer los contratos y vender en el mercado spot.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)

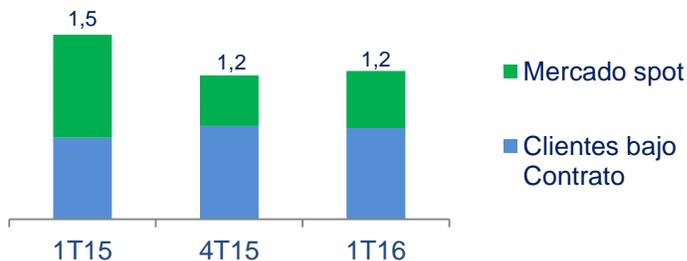


PERÚ

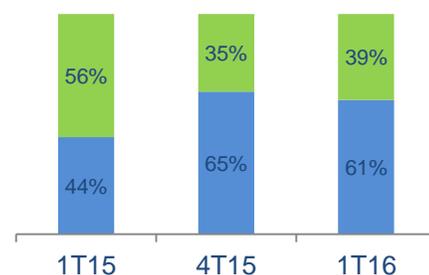
El análisis presentado a continuación contempla períodos previos a la adquisición de Fenix Power (18 de diciembre de 2015) de manera de entregar una visión más completa de la operación de la planta.

Los **retiros físicos de clientes bajo contrato durante el 1T16 alcanzaron 758 GWh**, un 12% mayor respecto al 1T15 y un 2% menor en relación al 4T15. Adicionalmente en el 1T16 un 88% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia y se realizaron compras netas en el mercado spot por 117 GWh, en comparación con ventas netas en el mercado spot en el 1T15. Cabe destacar que la Compañía mantiene un contrato de energía con Termochilca, el cual dada sus características es contabilizado en Ventas al Mercado Spot y no como retiros a clientes bajo contrato.

Ventas Físicas por Tipo de Cliente (TWh)



Ventas Físicas por Tipo de Cliente (%)



GENERACIÓN

CHILE

En términos trimestrales la composición de generación de Colbún contó con una **alta participación hidráulica 1.288 GWh (40%), gas natural 1.212 GWh (38%) y carbón 700 GWh (22%)** lo cual se traduce en un **mix de generación eficiente** que permitió que el 100% de los compromisos fueran abastecidos con generación costo competitiva (hidroeléctrica, gas natural y carbón) y tener una posición excedentaria en el mercado spot. La generación total del trimestre 3.223 GWh se mantuvo en línea en relación a los 3.195 GWh del 1T15 y aumentó un 15% con respecto a los 2.792 GWh del 4T15, principalmente por una mayor generación con gas natural y carbón.

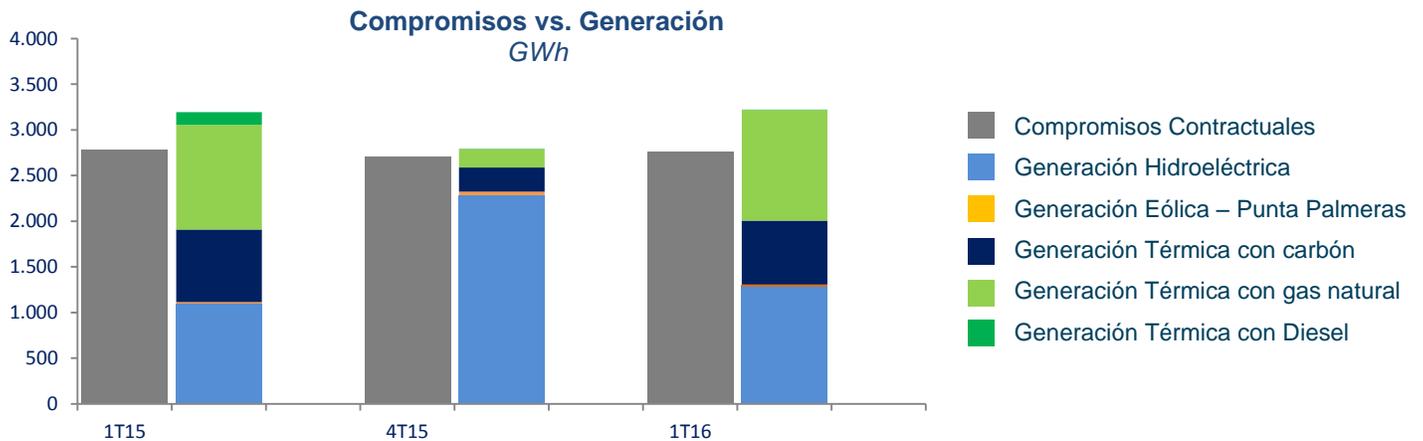
PERÚ

En términos trimestrales, la **generación térmica a gas de la Compañía alcanzó 663 GWh**, disminuyendo un 37% y aumentando un 10% en relación al 1T15 y al 4T15 respectivamente. La disminución se explica principalmente por un menor despacho económico y a una menor disponibilidad temporal de transporte a gas durante el trimestre. En el 1T16 un **88% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia** y se realizaron compras netas en el mercado spot por 117 GWh, en comparación con ventas netas en el mercado spot por 351 GWh en el 1T15 y con compras netas por 188 GWh en el 4T15.

BALANCE VENTAS FÍSICAS Y GENERACIÓN

CHILE

El mix de generación del 1T16 permitió que el **100% de los compromisos comerciales fueran cubiertos con generación base eficiente**: hidroeléctrica, gas natural y carbón, manteniéndose en línea con el 1T15 y el 4T15. Los trimestres expuestos denotan una política comercial adecuada a la capacidad de generación de la Compañía.



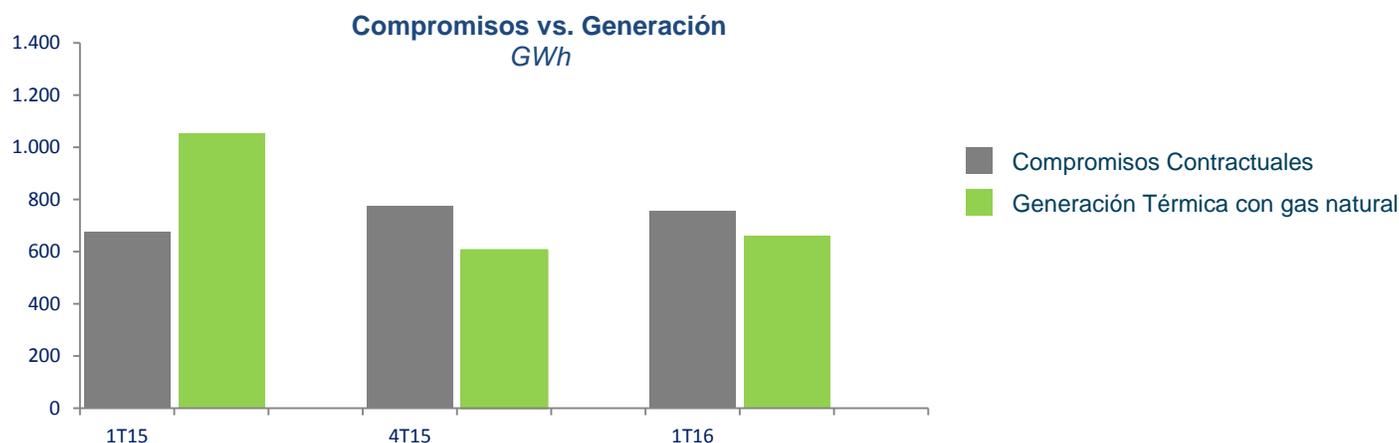
Balance Ventas Físicas vs. Generación en Chile

Cifras en GWh

	1T15	4T15	1T16	Variación	
				A/A	T/T
Ventas					
Clientes Regulados	1.734	1.557	1.645	(5%)	6%
Clientes Libres	1.048	1.150	1.112	6%	(3%)
Ventas al mercado spot	327	178	403	23%	126%
Total Ventas	3.109	2.885	3.160	2%	10%
Generación					
Hidráulica	1.098	2.285	1.288	17%	(44%)
Térmica Gas	1.147	204	1.212	6%	494%
Térmica Diesel	141	1	4	(97%)	300%
Térmica Carbón	792	263	700	(12%)	166%
Eólica - Punta Palmeras	18	39	19	6%	(51%)
Total Generación Propia	3.178	2.753	3.204	1%	16%
Compras de energía (mercado spot)	0	124	0	-	-
Ventas - Compras mercado spot	327	54	403	23%	646%

PERÚ

El mix de generación del 1T16 permitió que un **88% de los compromisos fueron abastecidos con generación propia** y se realizaron compras netas en el mercado spot por 117 GWh. Como fue mencionado, el costo marginal promedio del trimestre en Santa Rosa alcanzó un valor acotado de US\$12/MWh.

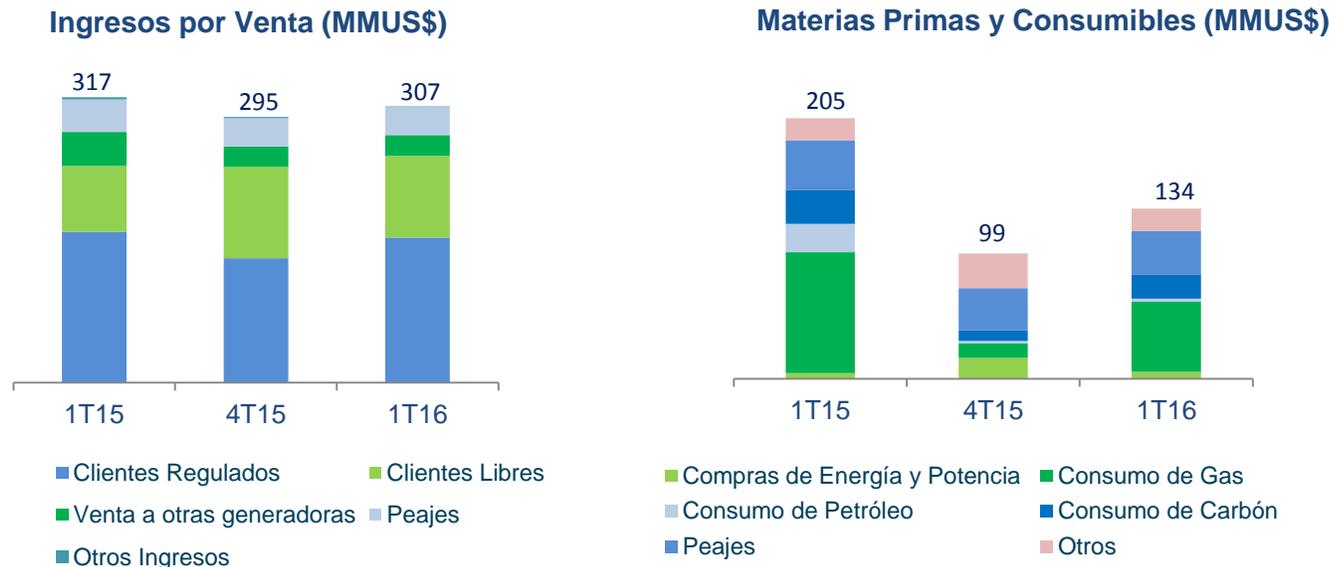


Balance Ventas Físicas vs. Generación en Perú

Cifras en GWh

	1T15	4T15	1T16	Variación	
				A/A	T/T
Ventas					
Clientes bajo contrato	676	775	758	12%	(2%)
Ventas al mercado spot	861	423	477	(45%)	13%
Total Ventas	1,537	1,197	1,235	(20%)	3%
Generación					
Térmica Gas	1,056	605	663	(37%)	10%
Total Generación Propia	1,056	605	663	(37%)	10%
Compras de energía (mercado spot)	510	611	594	16%	(3%)
Ventas - Compras mercado spot	351	(188)	(117)	(133%)	(38%)

ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL CHILE

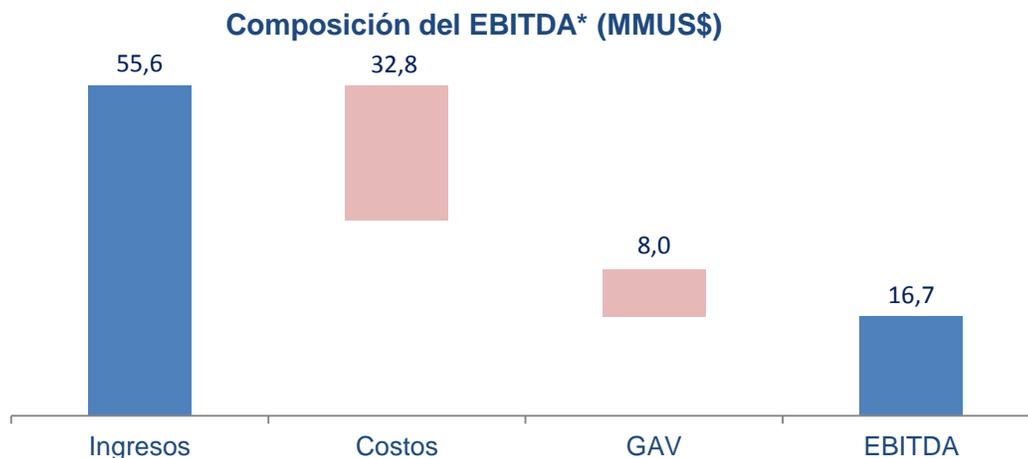


Los **Ingresos de actividades ordinarias del 1T16 ascendieron a US\$306,9 millones**, disminuyendo un 3% respecto al 1T15, principalmente por menores Ventas de Energía y Potencia, compensado en parte por mayores ventas a clientes libres. Por su parte, los ingresos aumentaron en un 4% respecto a los US\$295,2 millones en el 4T15 producto principalmente de mayores ingresos de clientes bajo contrato.

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados disminuyeron un 36% respecto al 1T15** explicado principalmente por un menor costo de combustibles (-47%), lo cual refleja un menor consumo de diésel, gas natural a costo competitivo y a un menor costo de peajes. Por su parte, los costos de materias primas aumentaron en un 34% respecto al 4T15 explicado por una mayor generación térmica y un mayor consumo de combustible.

El EBITDA aumentó un 65% en relación al 1T15 alcanzando US\$153,5 millones. El aumento se explica por un mejor mix de generación y menores costos de combustibles. El menor costo promedio de generación termoeléctrica propia reflejó un mejor mix de generación, la continua disminución del precio de los *commodities* en los mercados internacionales y la mejora en las condiciones contractuales alcanzadas en el abastecimiento de gas natural. El EBITDA del trimestre disminuye un 11% al comprar con el 4T15 dado por un mayor consumo de materias primas y consumibles.

ANÁLISIS RESULTADO OPERACIONAL PERÚ



Los **Ingresos de actividades ordinarias durante el 1T16 ascendieron a US\$55,6 millones**, aumentando un 12% con respecto al mismo período del año 2015. Los mayores ingresos provienen, en su mayor parte, de ventas a clientes bajo contratos y a mayores ingresos por peajes.

Los costos de materias primas utilizados fueron US\$32,8 millones, un 7% mayor en relación al 1T15, principalmente por mayores Compras de Energía y Potencia, y costos de peajes.

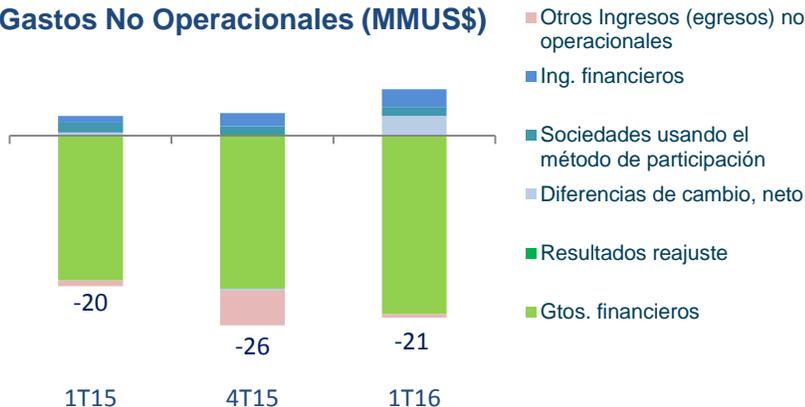
El **EBITDA de este período alcanzó US\$16,7 millones**, un 32% mayor que el EBITDA de US\$12,7 millones en el 1T15. La operación de la central se ha enmarcado dentro de lo programado.

RESULTADO NO OPERACIONAL A NIVEL CONSOLIDADO

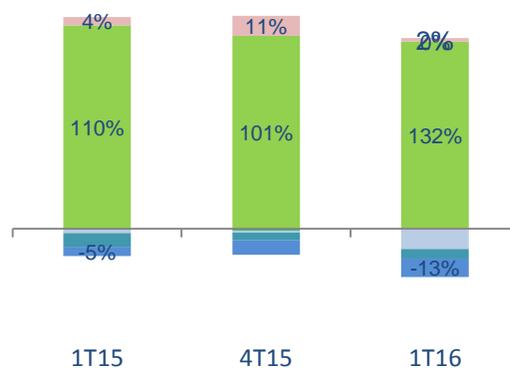
El **Resultado fuera de Operación del 1T16 registró una pérdida por US\$20,8 millones**, levemente mayor a la pérdida de US\$20,2 millones del 1T15. La diferencia en relación al período del año anterior se explica principalmente por mayores gastos financieros producto de la consolidación de la deuda de Fenix Power, compensado parcialmente por mayores ingresos financieros y una favorable diferencia del tipo de cambio. A su vez, la pérdida del 1T16 se compara favorablemente con la pérdida por US\$25,6 millones registrada en el 4T15, dadas las mismas razones.

El gasto por impuestos del 1T16 ascendió a US\$17,6 millones, que se compara con el gasto por impuestos de US\$18,2 millones del 1T15. El menor cargo por impuestos, a pesar de que el 4T15 presentara una menor utilidad antes de impuestos, la depreciación del 3% del tipo de cambio CLP/US\$ durante el trimestre afectó el cálculo de los impuestos diferidos debido a que tanto el activo fijo como el gasto por impuestos eran contabilizados en pesos hasta el 2015. Recordar que a partir del 2016, Colbún lleva contabilidad tributaria en dólares. Por su parte, el gasto por impuesto del trimestre disminuye un 37% en comparación con el 4T15, explicado principalmente por las mismas razones anteriormente mencionadas y a un menor resultado antes de impuestos.

Gastos No Operacionales (MMUS\$)

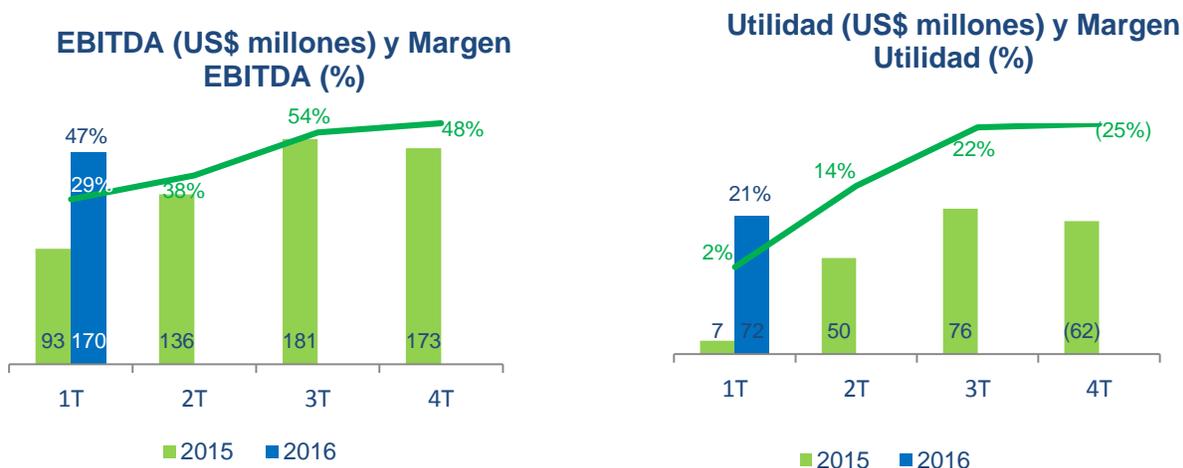


Gastos No Operacionales (%)



ANÁLISIS DE EBITDA Y UTILIDAD CONSOLIDADA

El **EBITDA del 1T16 alcanzó US\$170,2 millones**, un 83% mayor que el EBITDA de US\$92,8 millones del 1T15 y un 2% menor que el EBITDA de US\$173,4 millones del 4T15. El 1T16 presentó un mejor mix de generación respecto al 1T15, producto de un aumento en la generación hidroeléctrica (17%) como resultado de mejores condiciones de deshielos, una mayor generación térmica a gas natural a costo competitivo, y un menor consumo de diésel. Adicionalmente el trimestre incorpora el aporte de EBITDA proveniente de la consolidación de la operación de Fenix Power (US\$16,7 millones). La disminución del EBITDA consolidado con respecto al 4T15 es explicado principalmente por mayor consumo de combustibles fósiles, compensado en parte por mayores ventas a clientes bajo contrato.



La Compañía presentó en el 1T16 una **ganancia de US\$76,0 millones**, mayor que la ganancia de US\$7,0 millones del 1T15 y que la ganancia de US\$69,5 millones del 4T15, explicado principalmente por el aumento de EBITDA antes mencionado.

Detalle del EBITDA Consolidado

US\$ millones

	1T15	4T15	1T16	Variación	
				T/T	A/A
Ingresos de actividades ordinarias	316,9	301,5	362,5	20%	14%
Ventas a Clientes Regulados	167,6	142,9	209,0	46%	25%
Ventas a Clientes Libres	73,0	101,5	90,9	(10%)	25%
Ventas en el mercado Spot	38,0	22,6	24,6	9%	(35%)
Peajes	36,0	33,1	37,3	13%	4%
Otros ingresos	2,3	1,4	0,7	(50%)	(70%)
Materias primas y consumibles utilizados	(205,2)	(103,5)	(165,1)	60%	(20%)
Peajes	(39,1)	(34,5)	(43,5)	26%	11%
Compras de Energía y Potencia	(4,5)	(17,1)	(8,0)	(53%)	78%
Consumo de Gas	(95,1)	(13,3)	(72,4)	444%	(24%)
Consumo de Petróleo	(22,5)	(2,0)	(2,1)	5%	(91%)
Consumo de Carbón	(26,6)	(8,4)	(18,7)	123%	(30%)
Otros Costos	(17,4)	(28,2)	(20,4)	(28%)	17%
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(14,0)	(24,6)	(16,1)	(35%)	15%
EBITDA	92,8	173,4	170,2	(2%)	83%

PLAN DE CRECIMIENTO

Colbún tiene en desarrollo un plan consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidráulica, con un complemento tanto térmico eficiente como proveniente de 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. Adicionalmente, participar en 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 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



Bocatoma 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 Loma Alta, a través de una línea de alta tensión (LAT) de simple circuito de 66 kV y 24 km. El proyecto aprovecha el potencial hidráulico del río Maule a partir de una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyendo las aguas 2 km más abajo del punto de captación.

En el mes de enero de 2015 se dio inicio a la construcción del proyecto, cuyo avance alcanzado durante el primer trimestre del año 2016 es de un 63%, el cual se encuentra de acuerdo a lo planificado. Como hitos relevantes cumplidos durante el año 2016 se puede mencionar el inicio del montaje de las compuertas radiales de servicio de la Barrera Móvil, de los hormigones del canal rectangular, montaje de la tubería en presión, término de los hormigones de caracol de la Unidad N°1, inicio del montaje del caracol Unidad N°2 y término de montaje de pilares y vigas de la superestructura en la zona del patio de montaje para la instalación de los rieles del puente grúa.

La construcción de la Línea La Mina Loma Alta se inició en noviembre de 2015 y su avance hasta primer trimestre del año 2016 es de un 35%, el cual se encuentra 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 (160-170 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.

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 identificar la manera de insertar adecuadamente este proyecto a su entorno.

▪ **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 con dedicación exclusiva al desarrollo y estudio de 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 y térmicos que utilizarían derechos de agua que Colbún posee en la Región del Maule, iniciativas que suman cerca de 500 MW.

HECHOS RELEVANTES

- En febrero de 2016 **se refinanció la deuda bancaria** que mantenía Fenix Power Perú S.A. al momento de su adquisición por **US\$365,7 millones**, en condiciones muy competitivas. La deuda es “non recourse” a Colbún.
- 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. Actualmente la Compañía está en etapa avanzada de un proceso de licitación de proveedores de gas.
- El 22 de marzo de 2016, el Directorio tomó conocimiento de la renuncia presentada por la **Sra. Vivianne Blanlot S.** al cargo de Director de esta Sociedad. En consideración a lo anterior, en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de Colbún S.A. corresponderá realizar una elección de Directorio.



ANÁLISIS DE BALANCE CONSOLIDADO

Balance Resumido

US\$ millones

	1T 15	4T 15	1T 16
Activos Corrientes	1.251,6	1.365,8	1.451,5
Efectivo y equivalentes al efectivo	816,7	1.061,4	1.062,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,8	166,6	236,2
Activos por impuestos, corrientes	57,2	8,6	14,8
Otros activos corrientes	139,9	129,1	138,0
Activos No Corrientes	5.090,1	5.787,4	5.771,7
Propiedades, planta y equipo	4.935,5	5.602,6	5.579,1
Otros activos no corrientes	154,7	184,8	192,6
Total Activos	6.341,8	7.153,2	7.223,2
Pasivos corrientes	192,0	707,8	331,7
Pasivos no corrientes	2.786,1	2.778,2	3.152,4
Patrimonio total	3.363,6	3.667,1	3.739,0
Patrimonio Controladora	3.363,6	3.463,5	3.531,6
Interés Minoritario	-	203,6	207,4
Total Patrimonio y Pasivos	6.341,8	7.153,2	7.223,2

Efectivos y Equivalentes al efectivo: Alcanzó US\$1.062,6 millones, un aumento de US\$245,9 millones respecto al 1T15, explicado principalmente por los flujos generados en las actividades de la operación durante el período. El efectivo y equivalente se mantuvo en línea en relación al 4T15.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: Alcanzó US\$236,2 millones, manteniéndose en línea en relación a igual periodo del año 2015 y aumentando 40% con respecto al saldo existente al 4T15. La similitud con respecto al 1T15 a pesar de la incorporación de Fenix Power, se explica mayormente porque durante el 1T15 existía un saldo de créditos fiscales, el cual fue consumido durante el año y se registra en estas cuentas. Por su parte, el aumento en relación al 4T15 está dado principalmente por la consolidación de Fenix Power que agrega US\$56,8 millones en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.

Propiedades, Planta y Equipo, neto: Registró un saldo de US\$5.579,1 millones al cierre de Mar16, aumentando con respecto al 1T15 (+13%) y en línea con el 4T15. Este aumento se explica principalmente por la incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos de Fenix Power que registran un valor de US\$726,6 millones.

Pasivos Corrientes: Totalizaron US\$331,7 millones al término del 1T16, lo cual implicó un aumento de US\$139,8 millones en relación al 1T15 y una disminución de US\$376,1 millones con respecto al 4T15. Esta variación se explica principalmente por el vencimiento de una deuda bancaria de Fenix Power, la cual fue refinanciada a largo plazo en febrero de este año, reflejándose en los Pasivos No Corrientes.

Pasivos No Corrientes: Totalizaron US\$3.152,4 millones al cierre de Mar16, aumentando US\$366,3 millones y US\$374,2 en comparación al 1T15 y al 4T15 respectivamente, explicado principalmente por el refinanciamiento de la deuda que mantenía Fenix Power anteriormente mencionada.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.739 millones un aumento de un 11% y 2% en relación al cierre del 1T15 y 4T15 respectivamente. Este aumento se debe al aumento por las utilidades acumuladas registradas en el período.

DEUDA Y MÉTRICAS DE CRÉDITO CONSOLIDADAS

Análisis de Liquidez e Indicadores

US\$ millones

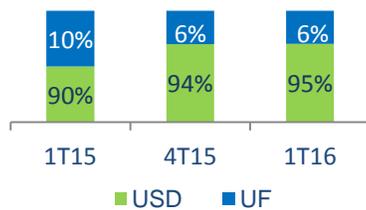
	1T15	4T15	1T16	Change	
				YoY	QoQ
Deuda Financiera Bruta	1.888,0	2.235,6	2.244,3	0%	19%
Inversiones Financieras	816,7	1.061,4	1.062,6	0%	30%
EBITDA LTM	509,6	583,3	660,9	13%	30%
Deuda Neta	1.071,3	1.174,2	1.181,7	1%	10%
Deuda Neta / EBITDA LTM	2,1	2,0	1,8	(11%)	(14%)
Razón de Endeudamiento (%)	89%	95%	93%	(2%)	5%
Pasivos Corto Plazo (%)	6%	20%	9,5%	(53%)	48%
Cobertura Gastos Financieros	2,4	4,3	4,9	12%	100%
Rentabilidad Patrimonial (%)	1,0%	5,8%	7,6%	32%	631%
Rentabilidad del Activo (%)	0,6%	3,0%	4,0%	33%	586%
EBITDA/Activos Operacionales (%)	6,5%	7,4%	8,7%	18%	35%

La deuda financiera alcanzó US\$2.244,3 millones, aumentando un 19% en relación al 1T15 y en línea con respecto a 4T15. El aumento se explica principalmente por la consolidación de la deuda de Fenix Power. Por su parte, las inversiones financieras aumentaron en US\$245,9 millones al comparar con el 1T15 producto del flujo generado en el período, compensado por la adquisición de Fenix Power y los proyectos que está llevando a cabo la Compañía; y manteniéndose en línea con respecto al. A su vez, en relación al 1T15, la Deuda Neta aumentó un 10%, producto de la consolidación de la deuda de Fenix Power. Por su parte el EBITDA LTM (últimos 12 meses) aumentó un 13%, consecuentemente el **ratio Deuda Neta/EBITDA LTM alcanzó un valor de 1,8 veces.**

La **vida media** de la deuda financiera de largo plazo es de 5,2 años.

La **tasa promedio** de la deuda financiera de largo plazo denominada en dólares es de **4,7%.**

Deuda por Moneda*

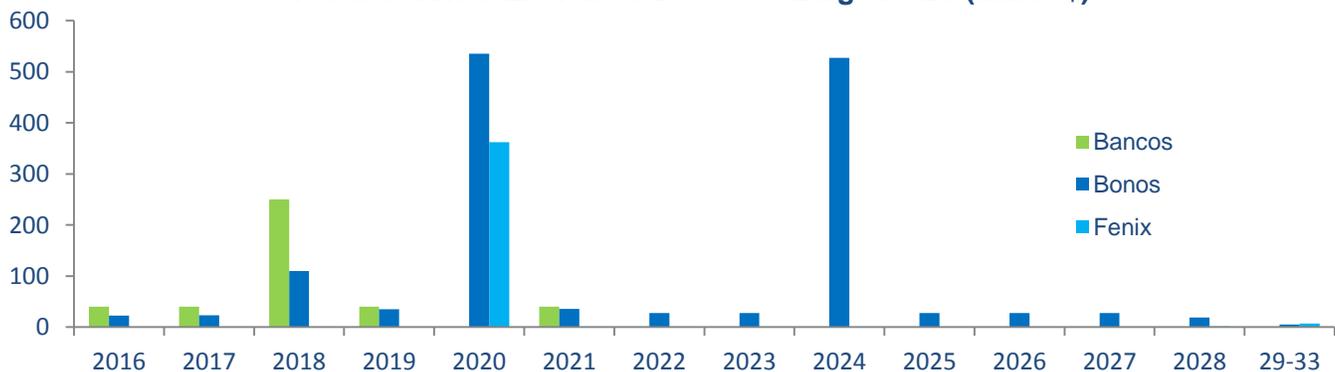


Tasa de Deuda*



*Incluye los derivados asociados

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



FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

Flujo de Efectivo

US\$ millones

	1T15	4T15	1T16	Variación	
				A/A	T/T
Efectivo y equivalentes al principio del periodo (1)	832,8	1.090,6	1.061,4	228,6	(29,2)
Flujo Efectivo de actividades de operación	77,2	229,1	104,1	26,9	(125,0)
Flujo Efectivo de actividades de financiamiento	(67,3)	(31,8)	(82,2)	(14,9)	(50,4)
Flujo Efectivo de actividades de inversión (2) (3)	(26,3)	(225,0)	(27,5)	(1,2)	197,5
Flujo Neto del Periodo	(16,4)	(27,7)	(5,5)	10,9	22,2
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes del periodo	0,3	(1,5)	(1,5)	(1,8)	0,0
Efectivo y equivalentes al final del periodo (1)	816,7	1.061,4	1.062,6	245,9	1,2

Durante el 1T16, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto negativo de US\$5,5 millones**, mayor al valor de igual período del año pasado. Por su parte, el 4T15 presentó un flujo neto negativo de US\$27,7 millones.

Actividades de la operación: Durante el 1T16 se generó un flujo neto positivo de US\$104,1 millones, 35% mayor que el 1T15, explicado principalmente por el mejor resultado operacional dado el mejor mix de generación de la Compañía. Por su parte, el flujo del 1T16 disminuyó un 55% en comparación al 4T15 dado principalmente porque un menor resultado operacional en 1T16 y mayor pago de impuestos respecto a 4T15.

Actividades de financiamiento: Generaron un flujo neto negativo de US\$82,2 millones durante el 1T16, que se compara con el flujo neto negativo de US\$67,3 millones al 1T15 y el flujo neto negativo de US\$31,8 millones al 4T15. El flujo de este trimestre está asociado al pago de intereses y amortizaciones. El mayor flujo negativo del 1T16 está asociado principalmente a mayores gastos financieros y a costos asociados al refinanciamiento del crédito de Fenix Power. En este último se incluyen US\$ 7,7 millones correspondientes al establecimiento de una cuenta de reserva de intereses en favor de los bancos acreedores.

Actividades de inversión: Generaron un flujo neto negativo de US\$27,5 millones durante el 1T16, mayor que el desembolso de US\$26,3 millones al 1T15 y de US\$225,0 millones al 4T15. Los desembolsos de este trimestre estuvieron principalmente asociados a mayores desembolsos del 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.

Ventas y Producción Trimestrales

GWh

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ventas										
Clientes Regulados (GWh)	1.734	1.699	1.636	1.557	6.625	1.645				1.645
Clientes Libres (GWh)	1.048	1.125	1.106	1.150	4.428	1.112				1.112
Ventas al mercado spot (GWh)	327	486	456	178	1.452	403				403
Total Ventas (GWh)	3.109	3.309	3.197	2.885	12.505	3.160				3.160
Potencia (MW)	1.593	1.584	1.585	1.509	1.556	1.516				1.556
Generación										
Hidroeléctrica (GWh)	1.098	1.358	1.724	2.285	6.464	1.288				1.288
Térmica Gas (GWh)	1.147	1.202	868	204	3.421	1.212				1.212
Térmica Diesel (GWh)	141	102	0	1	245	4				4
Térmica Carbón (GWh)	792	699	651	263	2.405	700				700
Eólica - Punta Palmeras	18	28	27	39	111	19				19
Total Generación Propia (GWh)	3.195	3.388	3.270	2.792	12.646	3.223				3.223
Compras de energía mercado spot (GWh)	0	0	0	124	124	0				0
Ventas - Compras mercado spot	327	486	456	54	1.328	403				403

Anexo 2 Ventas y Generación Perú

Ventas y Producción Trimestrales GWh

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ventas										
Clientes Bajo Contrato (GWh)	676	763	787	775	3.002	758				758
Ventas al mercado spot (GWh)	861	910	692	423	2.885	477				477
Total Ventas (GWh)	1.537	1.673	1.479	1.197	5.886	1.235				1.235
Potencia (MW)	628	556	558	559	557	561				561
Generación										
Térmica Gas (GWh)	1.056	1.105	856	605	3.621	663				663
Total Generación Propia (GWh)	1.056	1.105	856	605	3.621	663				663
Compras de energía mercado spot (GWh)	510	596	644	611	2.361	594				594
Ventas - Compras mercado spot	351	314	47	(188)	524	(117)				(117)

Anexo 3 Estado de Resultado Consolidado

Estado de Resultados Trimestral

US\$ millones

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ingresos de actividades ordinarias	317,0	358,5	337,0	301,4	1.313,9	362,5				362,5
Consumos de materias primas y materiales secundarios	(205,2)	(201,3)	(136,0)	(103,5)	(646,0)	(165,1)				(165,1)
MARGEN BRUTO	111,8	157,2	201,0	197,9	667,9	197,5				197,5
Gastos de personal y otros gastos varios de operación	(19,1)	(20,8)	(20,1)	(24,6)	(84,6)	(27,3)				(27,3)
Depreciación y amortización	(47,5)	(48,4)	(48,9)	(50,2)	(194,9)	(55,8)				(55,8)
RESULTADO DE OPERACIÓN*	45,3	88,0	132,0	123,1	388,4	114,4	-	-	-	114,4
EBITDA	92,8	136,4	180,9	173,3	583,3	170,2	-	-	-	170,2
Ingresos financieros	1,0	1,1	1,4	2,0	5,5	2,7				2,7
Gastos financieros	(22,2)	(22,7)	(22,2)	(23,5)	(90,5)	(27,4)				(27,4)
Resultados por unidades de reajuste	0,1	1,2	0,9	0,3	2,4	-				-
Diferencias de cambio	0,4	0,1	(11,4)	(0,3)	(11,2)	3,0				3,0
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,5	1,7	2,3	1,1	6,6	1,4				1,4
Otros ingresos/(egresos) no operacionales	(0,9)	(3,9)	10,5	(5,3)	0,5	(0,5)				(0,5)
RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(20,2)	(22,4)	(18,4)	(25,6)	(86,7)	(20,8)				(20,8)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	25,1	65,5	113,6	97,4	301,7	93,6				93,6
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(18,2)	(15,4)	(37,9)	(28,1)	(99,6)	(17,6)				(17,6)
GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	7,0	50,1	75,7	69,3	202,1	76,0	-	-	-	76,0
GANANCIA (PÉRDIDA)	7,0	50,1	75,7	69,3	202,1	76,0				76,0
Controladora	7,0	50,1	75,7	71,9	204,7	72,2				72,2
Minoritarios	-	-	-	(2,6)	(2,6)	3,8				3,8

(*) 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.

Detalle del EBITDA Chile

US\$ millones

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	Total	1T16	2T16	3T16	4T16	Total
Ingresos de actividades ordinarias	317,0	358,5	337,0	295,2	1307,6	306,9				306,9
Ventas a Clientes Regulados	167,6	168,7	144,3	138,0	618,6	161,1				161,1
Ventas a Clientes Libres	73,0	86,4	96,8	101,5	357,6	90,9				90,9
Ventas en el mercado Spot	38,0	61,6	31,3	22,6	153,5	23,0				23,0
Peajes	36,0	39,5	37,9	31,7	145,1	31,2				31,2
Otros ingresos	2,3	2,3	26,7	1,4	32,8	0,7				0,7
Materias primas y consumibles utilizados	(205,2)	(201,3)	(136,0)	(98,7)	(641,1)	(132,2)				(132,2)
Peajes	(39,1)	(34,7)	(34,5)	(33,3)	(141,6)	(34,7)				(34,7)
Compras de Energía y Potencia	(4,5)	(9,2)	(10,4)	(16,5)	(40,6)	(5,5)				(5,5)
Consumo de Gas	(95,1)	(96,2)	(48,8)	(11,3)	(251,4)	(55,5)				(55,5)
Consumo de Petróleo	(22,5)	(18,1)	(1,5)	(2,0)	(44,1)	(2,1)				(2,1)
Consumo de Carbón	(26,6)	(22,2)	(20,4)	(8,4)	(77,6)	(18,7)				(18,7)
Otros Costos	(17,4)	(20,8)	(20,4)	(27,2)	(85,8)	(15,7)				(15,7)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(19,1)	(20,8)	(20,1)	(24,5)	(84,4)	(21,2)				(21,2)
EBITDA	92,8	136,4	180,9	172,0	582,1	153,5				153,5

Detalle del EBITDA Perú

US\$ millones

	1Q15	1Q16
Ingresos de actividades ordinarias	49,5	55,6
Ventas a Clientes Bajo Contrato	38,5	48,0
Ventas de energía y Potencia	7,8	1,5
Peajes	3,3	6,1
Otros ingresos	0,0	0,0
Materias primas y consumibles utilizados	(30,5)	(32,8)
Peajes	(5,7)	(8,7)
Compras de Energía y Potencia	(1,5)	(2,5)
Consumo de Gas	(23,4)	(16,9)
Otros Costos	0,0	(4,7)
Gastos por beneficios a los empleados y otros gastos	(0,8)	(6,1)
EBITDA	12,7	16,7

Anexo 6 Balance Consolidado

Balance Resumido

US\$ millones

	2015				2016			
	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
Activos Corrientes	1.251,6	1.288,4	1.384,3	1.383,5	1.451,5			
Efectivo y equivalentes al efectivo*	816,7	912,5	1090,6	1061,4	1062,6			
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,8	221,5	160,4	166,6	236,2			
<i>Ventas normales</i>	146,5	150,1	109,4	124,0	147,3			
<i>Deudores varios</i>	91,3	71,4	51,0	42,6	88,9			
Activos por impuestos, corrientes	57,2	39,5	20,6	8,6	14,8			
Otros activos corrientes	139,9	115,0	112,7	129,1	138,0			
Activos No Corrientes	5.090,1	5.081,9	5.054,4	5.787,4	5.771,7			
Propiedades, planta y equipo	4.935,5	4.919,5	4.891,1	5.602,6	5.579,1			
Otros activos no corrientes	154,7	162,4	163,3	184,8	192,6			
Total Activos	6.341,8	6.370,3	6.438,6	7.153,2	7.223,2			
Pasivos corrientes	192,0	223,7	201,8	707,8	331,7			
Pasivos no corrientes	2.786,1	2.743,9	2.766,3	2.778,2	3.152,4			
Patrimonio total	3.363,6	3.402,7	3.470,5	3.667,1	3.739,0			
Patrimonio Controladora	3.363,6	3.402,7	3.470,5	3.463,5	3.531,6			
Interés Minoritario	-	-	-	203,6	-			
Total Patrimonio y Pasivos	6.341,8	6.370,3	6.438,6	7.153,2	7.223,2			