



VALORACIÓN DE COLBÚN S.A. MEDIANTE EL MÉTODO DE FLUJOS DE CAJA DESCONTADOS

**VALORACIÓN DE EMPRESA PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN FINANZAS**

Franco Iob Vergara

Profesor Guía: Aldo Bombardiere

Santiago, Abril 2018

Dedicatoria

A mis padres, por su inagotable dedicación a regalarme valores, educación y cariño, lo que ha marcado mi formación como persona y profesional.

A Susana, por su enorme generosidad en todo este proceso y por su incondicional apoyo y compañía, que han sido fundamentales para alcanzar este logro.

Tabla de Contenido

Resumen Ejecutivo	5
1. Metodología	6
1.1 Principales Métodos de Valoración	6
1.2 Modelo de Descuento de Dividendos	7
1.3 Método de Flujos de Caja Descontados	8
1.4 Método de Múltiplos	10
2. Descripción de la Empresa e Industria	11
2.1. Identificación de la Empresa	11
2.2. Tipo de Operación	12
2.3. Marco Regulatorio Chileno.....	12
2.4. Política Comercial de la Compañía	13
2.5. El Mercado Eléctrico Chileno.....	13
2.6. El Mercado Eléctrico Peruano	14
2.7. Políticas de Reconocimiento de Ingresos	15
2.8. Empresas Comparables	16
3. Descripción del Financiamiento de la Empresa	19
4. Estimación de la Estructura de Capital de la Empresa	23
4.1. Deuda Financiera	23
4.2. Patrimonio Económico	24
4.3. Estructura de Capital Objetivo.....	24
5. Estimación del Costo Patrimonial y del Costo de Capital de la Empresa.....	25
5.1. Información de Mercado	26
5.2. Costo de la Deuda.....	26
5.3. Beta de la Deuda	26
5.4. Beta de la Acción	27
5.5. Beta Patrimonial sin Deuda	28
5.6. Beta Patrimonial con Deuda.....	29
5.7. Costo Patrimonial	30
5.8. Costo de Capital.....	30
6. Análisis Operacional del Negocio e Industria	30
6.1. Análisis de Crecimiento	30
6.2. Análisis de Costos de Operación.....	38
6.3. Análisis de Cuentas no Operacionales.....	39

6.4. Análisis de Activos	41
7. Proyección de EERR	44
7.1. Proyección de Ingresos de Operación	44
7.2. Proyección de Costos de Operación	45
7.3. Proyección Resultado No Operacional	45
7.4. EERR Proyectado	46
8. Proyección de Flujo de Caja Libre	47
8.1. Flujo de Caja Bruto	47
8.2. Inversión de Reposición	48
8.3. Inversiones en Activo Fijo	49
8.4. Inversión en Capital de Trabajo	50
8.5. Déficit o Exceso de Capital de Trabajo	50
8.6. Flujo de Caja Libre Proyectado	51
9. Valoración Económica de la Empresa y de su Precio de Acción	52
9.1. Valor Presente de Activos Operacionales	52
9.2. Activos Prescindibles	52
9.3. Valoración del Precio de la Acción	53
10. Conclusiones	54
Bibliografía	56
Anexos	57

Índice de Ilustraciones y Tablas

Ilustración 1. Negocios en que se encuentra Enel Generación Chile	17
Ilustración 2. Negocios en que se encuentra AES Gener.....	18
Ilustración 3. Negocios en que se encuentra Engie Energía Chile	19
Tabla 1. Bono Local Serie C.....	20
Tabla 2. Yankee Bond (2014)	21
Tabla 3. Bono Local Serie F	22
Tabla 4. Bono Local Serie I.....	23
Tabla 5. Deuda Financiera	24
Tabla 6. Patrimonio Económico.....	24
Tabla 7. Estructura de Capital Objetivo	25
Tabla 8. Resultados Regresión Lineal	27
Tabla 9. Tasas de Impuesto de Primera Categoría	29
Tabla 10. Crecimiento Real y Peso Relativo de las Distintas Clasificaciones de Ingresos.....	32
Tabla 11. Ventas Físicas de Energía y Potencia, Niveles de Generación y Crecimiento	33
Tabla 12. Construcción del Desglose de Ingresos y Estimación de Tarifas Promedio	35
Tabla 13. Crecimiento Real de Ingresos y Ventas de Energía de los Principales Actores del Mercado Chileno.....	36
Tabla 14. Proyección de la Demanda de Energía en el Mercado Chileno y Peruano	37
Tabla 15. Crecimiento Real y Peso Relativo sobre Ingresos de los Costos Variables y de los Costos Fijos	38
Tabla 16. Crecimiento Real y Peso Relativo sobre Ingresos de las Cuentas No Operacionales	40
Tabla 17. Clasificación de Activos Operaciones y No Operacionales	41
Tabla 18. Proyección de EERR	46
Tabla 19. Flujo de Caja Bruto.....	47
Tabla 20. Ratio Histórico de la Inversión de Reposición.....	48
Tabla 21. Inversión de Reposición Proyectada.....	48
Tabla 22. Ratio Histórico de la Inversión en Activos Fijos	49
Tabla 23. Inversión en Activo Fijo Proyectada.....	49
Tabla 24. Capital de Trabajo Operacional Neto.....	50
Tabla 25. Inversión en Capital de Trabajo Proyectada	50
Tabla 26. Flujo de Caja Libre.....	51
Tabla 27. Activos Prescindibles	52
Tabla 28. Valoración del Precio de la Acción al 3T2017	53
Tabla 29. Variación del Precio de la Acción en Bolsa Chilena.....	55

Resumen Ejecutivo

Colbún S.A. es una empresa dedicada a la generación de energía eléctrica. En Chile, es la tercera compañía de mayor relevancia en el mercado en cuanto a capacidad instalada y a generación. Colbún se caracteriza por poseer un portafolio de activos equilibrado, teniendo en el país una capacidad instalada de 1.589 MW en centrales hidroeléctricas y 1.689 MW en centrales termoeléctricas. Además, también participa del mercado peruano luego de adquirir el año 2015 una central termoeléctrica de 570 MW.

La compañía reporta, al 30 de septiembre de 2017, ingresos acumulados por 1,16bnUS\$ (+9%) y un EBITDA al cabo de nueve meses de 493MUS\$. En años anteriores las ventas del tercer trimestre representaron aproximadamente el 75% del total anual, por lo que no se visualiza una estacionalidad en los ingresos. Con respecto al posible crecimiento de ventas para los próximos cuatro años, y de acuerdo a estudios sobre la demanda de energía, se estima una expansión del 3,7% en Chile, mientras que en Perú sería, en promedio, de un 6,8%.

A la fecha de valoración, la compañía presenta una Estructura de Capital estable y cercana al 45%, con una deuda financiera registrada en Balance que alcanza los 1,69bnUS\$. La empresa mantiene cuatro bonos vigentes, tres colocados en el mercado local y uno en el extranjero, y cuenta con un *rating de Investment Grade* de BBB (Fitch y S&P).

Se ha estimado el Costo de la Deuda de la empresa en 2,1%, el Costo Patrimonial en 9,50% y el Costo de Capital en 7,03%.

Finalmente, se valorizó la compañía al 30 de septiembre de 2017 utilizando el método de Flujos de Caja Descontados, y se obtuvo un precio de acción de CLP\$ 155,31, cifra que se encuentra 0,4% por sobre el valor bursátil registrado a la misma fecha.

1. Metodología

1.1. Principales Métodos de Valoración

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor para la compañía, pero al ser distintas las metodologías que ofrece la literatura, existen diversos grupos de métodos de valoración, los métodos basados en el balance de la empresa, métodos basados en cuentas de resultado, métodos mixtos, y métodos basados en el descuento de flujo de fondos. Los resultados obtenidos nunca serán exactos ni únicos, y que además dependerán de la situación de la empresa en determinado momento, y del método utilizado.

Los equipos de analistas comprueban y determinan el valor teórico por acción, es decir, el valor de la empresa dividido por el número de acciones emitidas por la sociedad. Y veremos más adelante que sus resultados difieren, dado que cada analista o equipo de *research* utilizan distintos supuestos.

Dentro de los métodos más conocidos se encuentran el modelo de descuento de dividendos, opciones reales, flujos de caja descontados, y múltiplos o comparables.

No concentraremos en adelante en los dos últimos métodos de valoración. El método múltiplos y de flujos de caja descontados, este último es cada vez más utilizado, ya que considera a la empresa como un ente generador flujos, y por ello como un activo financiero.

1.2. Modelo de Descuento de Dividendos

Los dividendos son pagos periódicos a los accionistas y constituyen, en la mayoría de los casos, el único flujo periódico que reciben las acciones.

El valor de la acción es el valor actual de dividendos que esperamos obtener de ella, y se emplea generalmente para la valorización de bancos e instituciones financieras. Para el caso de Perpetuidad, es decir, cuando una empresa de la que se esperan dividendos constantes todos los años, el valor se puede expresar así:

$$\text{Valor de la acción} = \frac{DPA}{k_p}$$

Donde: DPA = dividendo por acción, k_p = rentabilidad exigida a las acciones

La rentabilidad exigida a las acciones, llamada también coste de los recursos propios, es la rentabilidad que esperan obtener los accionistas para sentirse suficientemente remunerados. Si se espera que el dividendo crezca indefinidamente a un ritmo anual constante g , la fórmula anterior se convierte en la siguiente:

$$\text{Valor de la acción} = \frac{DPA_1}{(k_p - g)}$$

Donde: DPA_1 = dividendo por acción del próximo período

1.3 Método de Flujos de Caja Descontados

El caso del método de Flujo de Caja Descontado, en adelante FCD, está dentro de las metodologías más científicas y teóricamente precisas para realizar una valoración, porque está relacionada con la utilidad y el crecimiento del negocio que está siendo evaluado.

Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las maneras de valorar firmas y unas de las metodologías más utilizadas, ésta corresponde al punto de partida para construir cualquier otro método de valoración. Para realizar valoraciones comparativas de manera correcta, debemos entender los fundamentos tras la valoración por FCD. Para aplicar valoración por Opciones, generalmente debemos comenzar por descontar flujos de caja. Esta es la razón de porqué gran parte de la literatura se centra en discutir los fundamentos tras el Flujo de Caja Descontado. Alguien que entienda estos fundamentos estará capacitado para analizar y utilizar otras metodologías.

En un FCD, los flujos de caja libre son modelados sobre un horizonte de tiempo determinado (período explícito de proyección) y luego descontados para reflejar su valor presente. Además de estos flujos de caja, éste valor debe ser determinado para flujos de caja generados más allá del horizonte de proyección, comúnmente llamado “valor terminal” o “perpetuidad” (período implícito de proyección). Entonces, un FCD será altamente sensible a la tasa de descuento.

A pesar de la rigurosidad de los fundamentos teóricos, los parámetros de valoración incluidos a través de una metodología de FCD son principalmente proyecciones de largo plazo, las cuales intentan modelar los números de una compañía, los factores específicos de una industria y las tendencias macroeconómicas que ejerzan ciertos grados de variabilidad en los resultados de una compañía.

El componente del valor terminal en un FCD generalmente representa la mayor parte del valor implícito final y es extremadamente sensible a los efectos acumulativos de los supuestos operacionales que subyacen a las proyecciones. En consecuencia, las proyecciones de largo plazo y la elección del valor de un múltiplo final de salida y/o la tasa de crecimiento perpetuo, ocupan un rol fundamental en determinar el valor de la compañía bajo análisis.

En la valoración basada en descuento de flujos se determina una tasa de descuento adecuada para cada tipo de flujo de fondos. La determinación de la tasa de descuento es uno de los puntos más importantes. Se realiza teniendo en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas y, en la práctica, muchas veces el descuento mínimo exigido lo marcan los interesados, ya sea compradores o vendedores no dispuestos a invertir o vender por menos de una determinada rentabilidad, etc.

En general, cuando hablamos de la determinación de una tasa de descuento para descontar los flujos de la empresa (en su parte operativa), en un contexto de una valoración por el método de FCD, hablamos del costo de capital (tasa de los activos). Esta tasa se calcula frecuentemente como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (k_b) y la rentabilidad exigida por los accionistas, que se le denomina con frecuencia costo patrimonial (k_p). Así, al calcular el costo de capital de esta manera, se le da el nombre de "WACC" (costo de capital promedio ponderado en sus siglas en inglés). El WACC es la tasa a la que se deben descontar los Flujos de Caja Libre Totales para obtener el valor total de una empresa (en su parte operativa), que tenga deuda financiera, y en que los ahorros de impuestos asociados a los intereses del pago de la deuda, se incorporen en la tasa de descuento y no en los flujos de caja de la empresa.

Para valorar la empresa (en su parte operativa) de la forma descrita, se requiere que la empresa tenga una estructura de capital objetivo de largo plazo, si no se cumple esta condición no podría valorarse así (se debería hacer por valor presente ajustado).

Al aplicar FCD para valorar la empresa (en su parte operativa), la determinación del valor completo de la empresa, implicaría adicionar los activos prescindibles (activos que no son necesarios para la operación de la empresa) y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo que la empresa pudiera tener al momento de la valoración. Por último, la valoración del patrimonio, simplemente se hace restando al valor completo de la empresa, el valor presente de la deuda financiera al momento de la valoración.

En el caso que la empresa no tenga deuda, es decir, sea financiada 100% con patrimonio, la valoración de la empresa en su parte operativa, se realiza descontando los flujos de caja totales (los mismos anteriormente descritos), a una tasa de costo de capital sin deuda, también referida como tasa de rentabilidad a exigir al negocio (dado su nivel de riesgo). Para obtener el valor completo de la empresa, se hacen los ajustes ya mencionados, de adicionar el valor de los activos prescindibles y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo, al momento de la valoración. Por supuesto, este valor completo de la empresa coincidiría con el valor del patrimonio.

1.4 Método de Múltiplos

El enfoque de múltiplo o comparables, determina un valor para la empresa, estableciendo relación entre ratios financieros de una compañía de la misma industria, y el valor de la firma, obteniendo así un valor rápido y aproximado de la empresa.

El valor de un activo es comparado con los valores considerados por el mercado como activos similares o comparables. Cabe destacar la gran variación en la valoración de las acciones según el múltiplo que se utilice y las empresas que se tomen como referencia.

Los requisitos para aplicar este método son identificar activos comparables, obtener el valor de mercado de ellos y convertir los valores de mercado en valores estandarizados. Esto lleva a obtener múltiplos, comparar el valor estandarizado o el múltiplo aplicado a los activos comparables, controlando por diferencias que podría afectar el múltiplo de la

empresa, y recordar que dos firmas son comparables en la medida que tengan riesgo similar, tasas de crecimiento parecidas y características de flujo de caja.

Existen diversos múltiplos que pueden ser utilizados, a continuación algunos de ellos:

Múltiplos de Ganancias:

- Precio de la acción/Utilidad (PU o PE)
- Valor/EBIT
- Valor/EBITDA
- Valor/Flujo de Caja

Los analistas utilizan esta relación para decidir sobre portafolios, específicamente comparan este valor con la tasa de crecimiento esperado. Si el valor es bajo, entonces las empresas están subvaloradas. Si el valor es alto, entonces están sobrevaloradas.

Los analistas también utilizan PU para comparar mercados y entonces concluir cuales están subvalorados y cuales sobrevalorados. La relación PU está asociada positivamente con la razón de pago de dividendo, positivamente con la tasa de crecimiento y negativamente con el nivel de riesgo del patrimonio. Una empresa puede tener un PU bajo debido a altas tasas de interés o bien alto nivel de riesgo del patrimonio.

Múltiplos de Valor Libro:

- Precio acción/valor libro de la acción (PV)
- Valor de Mercado/ Valor Libro de Activos
- Valor de Mercado/Costo de Reemplazo (Tobin's Q)

Múltiplos de Ventas:

- Precio de la acción/Ventas por Acción (PV)
- Value/Sales

Múltiplo de Variables de industria Específica:

- Precio/kWh
- Precio por tonelada de cobre
- Valor por m² construido en retail.

2. Descripción de la Empresa e Industria

2.1. Identificación de la Empresa

Razón Social: COLBUN S.A.

Rut: 96.505.760-9

Nemotécnico: COLBUN

Industria: Energía / Utilities

2.2. Tipo de Operación

Colbún S.A. es una empresa dedicada a la generación de energía eléctrica. Cuenta con 23 centrales de generación en Chile y 1 en Perú, a través de las cuales posee una capacidad instalada total de 3.848 MW. El portafolio de activos en Chile se encuentra equilibrado, contando con una capacidad de 1.589 MW en centrales hidroeléctricas, y 1.689 MW en centrales térmicas. En Perú, en tanto, posee una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural de 570 MW.

La operación del sector eléctrico, tanto chileno como peruano, se basa en un esquema de costo marginal (costo en que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de demanda), incluyendo criterios de eficiencia y seguridad. Para esto, las empresas generadoras coordinan sus operaciones a través del CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), en Chile, y a través del COES (Centro de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) en Perú. El coordinador busca minimizar los costos de operación y falla del sistema eléctrico.

Las empresas generadoras, en ambos países, pueden comercializar con tres tipos de clientes: regulados (empresas distribuidoras), libres (empresas industriales, mineras, etc.) u otro generador, teniendo la posibilidad de: (i) comprometerse a vender energía a clientes a través de contratos (de corto/mediano/largo plazo); (ii) vender su producción de energía a otras empresas generadoras deficitarias en el mercado spot; (iii) o una combinación de ambos.

2.3. Marco Regulatorio Chileno

El marco regulatorio que norma el sector eléctrico chileno se compone principalmente de la Ley General de Servicios Eléctricos, la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente y el Código de Aguas. Existen seis entidades principales que velan por la aplicación y el cumplimiento de las leyes y normas del sector eléctrico:

- a. Ministerio de Energía
- b. Comisión Nacional de Energía (CNE)
- c. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- d. Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
- e. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
- f. Dirección General de Aguas

Colbún S.A. se encuentra inscrita como Sociedad Anónima Abierta en el Registro de Valores con el número 0295, desde el 1° de septiembre de 1986, y por ello está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Las siguientes descripciones de la política comercial de la compañía, de los mercados eléctricos en Chile y Perú, y sus respectivos sistemas de tarificación fueron obtenidos directamente de los Estados Financieros correspondientes al tercer trimestre del 2017, a excepción donde se indique otra fuente.

2.4. Política Comercial de la Compañía

La política comercial de Colbún es lograr un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación eficientes, con el objetivo de obtener un aumento y estabilización de los márgenes de operación, con un nivel aceptable de riesgos ante sequías.

Como consecuencia de esta política, Colbún procura que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes demasiado relevantes, debido a que los precios en este mercado experimentan importantes variaciones, siendo la variable de mayor incidencia la condición hidrológica.

2.5. El Mercado Eléctrico Chileno

Chile cuenta con cuatro sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. El consumo de esta zona representa el 75% de la demanda eléctrica de Chile.

La capacidad instalada del SIC a junio 2017 alcanzó los 17.497 MW, de los cuales el 38,2% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 47,2% a centrales térmicas. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2017, que totalizan 413 MW, corresponden mayoritariamente a proyectos solares (43%) y eólicos (28%). El otro sistema relevante es el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La capacidad instalada del SING a junio de 2017 alcanzó los 5.807 MW, de los cuales el 86,0% es provisto por centrales termoeléctricas. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2017, el 100% corresponde a energías renovables del tipo solar, totalizando 125 MW. (Fuente: “Informe Trimestral Abril – Junio 2017”, Coordinador Eléctrico Nacional).

Para efectos de la tarificación de corto plazo, el sector se basa en un esquema de costo marginal, que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos. Los costos marginales de la energía resultan de la operación real del sistema eléctrico de acuerdo a la programación por mérito económico que efectúa el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional) y que corresponde al costo variable de producción de la unidad más cara que se encuentra operando en cada instante.

La remuneración de la potencia se calcula sobre la base de la potencia de suficiencia de las centrales, es decir, el nivel de potencia confiable que la central puede aportar al sistema para abastecer la demanda de punta, considerando la incertidumbre asociada a la disponibilidad de sus insumos, la indisponibilidad forzada y programada de sus unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. El precio de la potencia se determina como una señal económica, representativa de la inversión en aquellas unidades más eficientes para absorber la demanda de potencia, en las horas de mayor exigencia de suministro del sistema; valor que es independiente de su despacho.

Para efectos de tarificación de largo plazo, los generadores pueden tener dos tipos de clientes: regulados (empresas distribuidoras) y libres.

2.6. El Mercado Eléctrico Peruano

Perú tiene a nivel nacional a junio de 2017, una capacidad instalada de aproximadamente 13,8 GW, de los cuales 12,6 GW corresponden a la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de esta última cifra cerca del 58% es capacidad térmica, 39% hidráulica y el restante 3% en base a energías renovables. Por lo anterior, el gas natural juega un rol fundamental en la generación térmica del país dadas las importantes reservas y pozos de exploración con que cuenta.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está administrado por un Comité de Operación Económica del Sistema (COES), este está constituido como una entidad privada sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. El COES está conformado por todos los agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio para todos los agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo, éste último basado en costos marginales.

El sistema de tarificación de largo plazo distingue dos categorías de clientes: usuarios regulados y clientes no regulados.

2.7. Políticas de Reconocimiento de Ingresos

La siguiente es una descripción de las principales políticas de reconocimiento de ingresos de la Compañía, para cada tipo de cliente.

Cientes regulados (empresas distribuidoras): Los ingresos por la venta de energía eléctrica se registran sobre la base de la entrega física de la energía y potencia, en conformidad con contratos a largo plazo a un precio licitado.

Clientes libres/no regulados (capacidad de conexión mayor a 5.000 KW en Chile y para Perú entre 200 KW y 2.500 KW): Los ingresos de las ventas de energía eléctrica para estos clientes se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a las tarifas especificadas en los contratos respectivos.

Clientes mercado spot: Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a otras compañías generadoras, al costo marginal de la energía y potencia. El mercado spot por ley está organizado a través de Centros de Despacho (CEN en Chile y COES en Perú) donde se comercializan los superávit y déficit de energía y potencia eléctrica. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

2.8. Empresas Comparables

Nombre: Enel Generación Chile S.A.

Ticker o Nemo técnico: ENELGXCH

Clase de Acción: Única

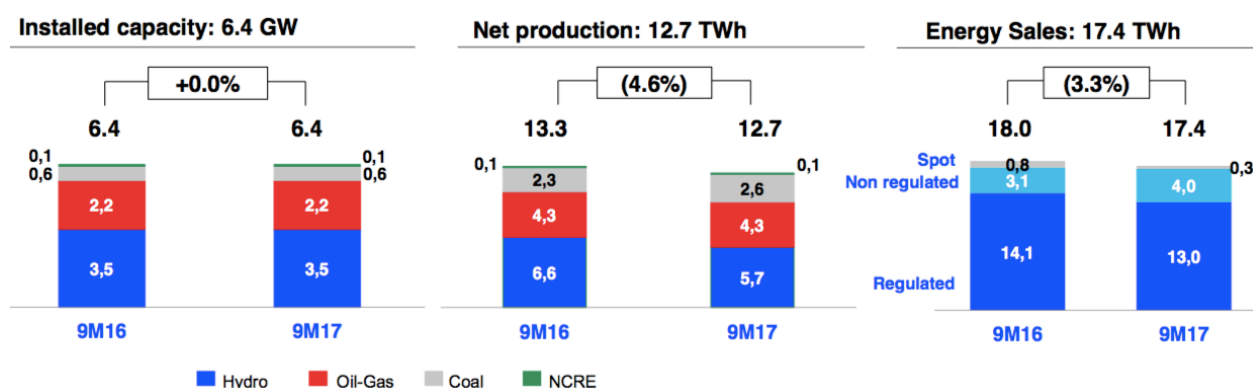
Derechos de cada Clase: Comunes

Mercado donde Transa sus acciones: Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Descripción de la Empresa: Enel Generación Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile, con una capacidad instalada total de 6.351 MW, lo que representa el 29% del mercado nacional. El 54% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, 44% termoeléctrica y 2%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país que abarca el territorio donde vive el 93% de la población, donde su capacidad instalada llega a 5.389 MW, equivalente a un 34% de este sistema. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), alcanzando una capacidad instalada de 963 MW, que representa el 18% de este sistema.

Negocios en que se encuentra: Debido a la reorganización societaria llevada a cabo dentro del grupo Enersis entre los años 2015 y 2016, se dividieron los activos de generación tanto dentro como fuera de Chile. Enel Generación Chile (ex Endesa) concentra la operación de los activos en Chile, por lo que la mejor manera de desglosar sus operaciones es por tecnología y clientes. De esta forma, a continuación se presenta la capacidad instalada y producción neta separadas por tecnología, y la venta de energía separada por clientes.

Ilustración 1. Negocios en que se encuentra Enel Generación Chile



Fuente: Presentación de Resultados de Enel Chile 3T2017.

Nombre: AES Gener S.A.

Ticker o Nomotécnico: AESGENER

Clase de Acción: Única

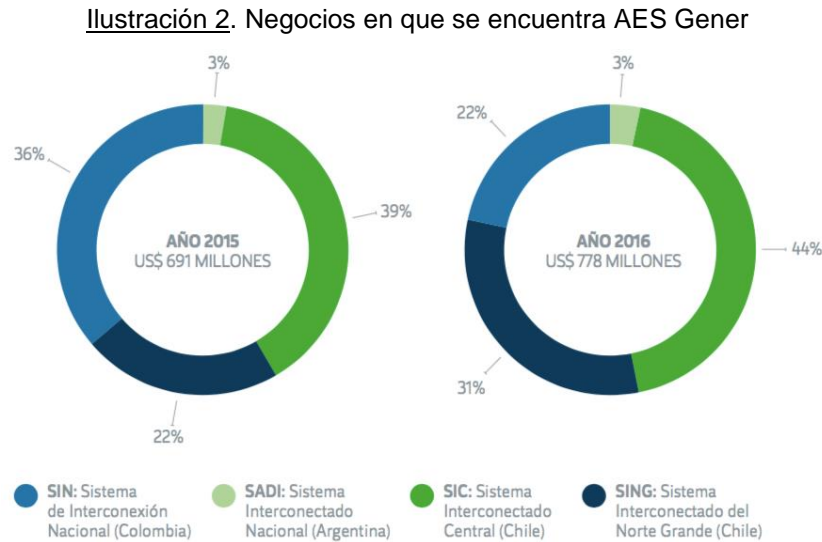
Derechos de cada Clase: Comunes

Mercado donde Transa sus acciones: Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso.

Descripción de la Empresa: AES Gener es la segunda empresa generadora más importante de Chile en términos de capacidad instalada, con 4.132 MW en operación, y la primera en cuanto a generación eléctrica bruta con 22.861 GWh repartidos en el SIC y el SING. La Compañía opera también en Colombia (SIN) y en Argentina (SADI), con una capacidad instalada de 1.020 MW y 643 MW, respectivamente. El portafolio de activos de AES Gener corresponde principalmente a centrales térmicas, con una participación del

77% sobre el total instalado, pero también posee centrales hidroeléctricas (22%) y de ERNC (1%).

Negocios en que se encuentra: A continuación se presenta, al cierre del año 2016 y del 2015, cuánto representa cada país en el cual participa AES Gener sobre el EBITDA consolidado.



Fuente: Memoria AES Gener 2016.

Nombre: Engie Energía Chile S.A.

Ticker o Nemo técnico: ECL

Clase de Acción: Única

Derechos de cada Clase: Comunes

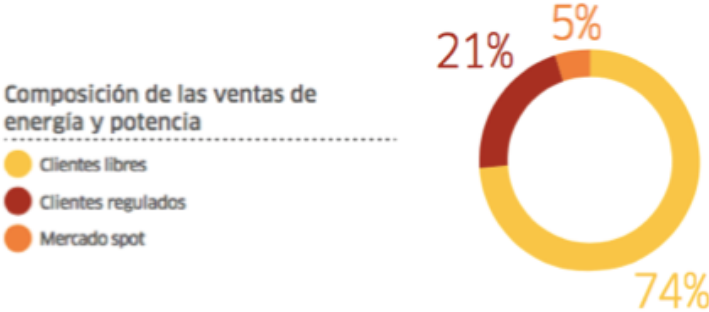
Mercado donde Transa sus acciones: Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso.

Descripción de la Empresa: Engie Energía Chile participa en los negocios de (i) generación, (ii) transmisión y (iii) en el transporte de gas natural. (i) Engie opera un total de seis centrales, todas abastecen al SING, operando en su mayoría con combustibles fósiles (57% Carbón, 32% Gas Natural, 10% Petróleo, 1% ERNC). En total, la compañía tiene una capacidad instalada de 1.971 MW. (ii) Opera un total de 2.240 kms de líneas de transmisión de Alta Tensión y 98 kms. de Media Tensión. Un 92% de las líneas de AT y

un 93% de MT son de su propiedad. (iii) La Compañía es propietaria de dos empresas de transporte de gas, las cuales poseen y operan, respectivamente, los segmentos chileno y argentino del Gasoducto Nor Andino.

Negocios en que se encuentra: Engie, a diferencia de las anteriores compañías comparables, no se encuentra diversificado ni en tecnologías ni en zonas geográficas. Por esto, resulta más conveniente identificar de qué tipo de clientes provienen sus ingresos.

Ilustración 3. Negocios en que se encuentra Engie Energía Chile



Fuente: Memoria Engie Energía Chile 2016.

3. Descripción del Financiamiento de la Empresa

A continuación se presentan los bonos vigentes al 30 de septiembre de 2017 colocados por Colbún, tanto en el mercado local como en el extranjero.

Tabla 1. Bono Local Serie C

Bono	C
Nemotécnico	BCOLB-C
Fecha de Emisión	15/10/2000
Valor Nominal (VN o D)	2.500.000
Moneda	UF
Tipo de Colocación	Nacional
Fecha de Vencimiento	15/10/2021
Tipo de Bono	Francés
Tasa Cupón (k_d)	7,0%
Periodicidad	Semestral
Número de pagos (N)	42
Periodo de Gracia	8 semestres
Motivo de la Emisión	Sustitución de pasivos.
Clasificación de Riesgo día emisión (1)	A (Feller)
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b) (2)	7,59%
Precio de venta el día de la emisión (3)	2.385.814 UF
Valor de Mercado el día de la emisión (4)	95,43. Se transó bajo la par.
Valor de Mercado más reciente (5)	111,55

Fuente:

(1) Rating día emisión: www.emol.com/noticias/economia/2000/10/19/35876/feller-rate-clasifico-emision-de-bonos-de-colbun-en-categoria-a.html

(2) k_b día emisión: Bolsa de Comercio de Santiago, información histórica del 09-nov-2000.

(3) Precio día de emisión (B_0): Estimado con k_b .

(4) VM día de emisión (VM_0): Estimado con D y B_0 .

(5) VM más reciente: Bolsa de Comercio de Santiago, transacción del 05-sep-2017.

Tabla 2. Yankee Bond (2014)

Bono	144A/RegS 2014
Nemotécnico	-
Fecha de Emisión	02/07/2014
Valor Nominal (VN o D)	500.000.000
Moneda	USD
Tipo de Colocación	Extranjera
Fecha de Vencimiento	10/07/2024
Tipo de Bono	Bullet
Tasa Cupón (k_d)	4,5%
Periodicidad	Semestral
Número de pagos (N)	20
Periodo de Gracia	-
Motivo de la Emisión	Financiamiento de inversión y Sustitución de pasivos.
Clasificación de Riesgo día emisión (1)	BBB (Moody's) / BBB (Fitch)
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b) (2)	4,67%
Precio de venta el día de la emisión (3)	493.075.000 USD
Valor de Mercado el día de la emisión (4)	98,62. Se transó bajo la par.
Valor de Mercado más reciente (5)	105,66

Fuente

(1) Rating día emisión: <http://cbonds.com/news/item/722275>

(2) k_b día emisión: Estimado con B_0 .

(3) Precio día de emisión (B_0): Estimado con D y VM_0 .

(4) VM día de emisión (VM_0): <http://cbonds.com/news/item/722275>

(5) VM más reciente: Bloomberg, información del 29-sep-2017.

Tabla 3. Bono Local Serie F

Bono	F
Nemotécnico	BCOLB-F
Fecha de Emisión	01/05/2007
Valor Nominal (VN o D)	6.000.000
Moneda	UF
Tipo de Colocación	Nacional
Fecha de Vencimiento	01/05/2028
Tipo de Bono	Francés
Tasa Cupón (k_d)	3,4%
Periodicidad	Semestral
Número de pagos (N)	42
Periodo de Gracia	12 semestres
Motivo de la Emisión	Financiamiento de inversión y Sustitución de pasivos.
Clasificación de Riesgo día emisión (1)	A+ (Fitch)
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b) (2)	4,07%
Precio de venta el día de la emisión (3)	5.640.114 UF
Valor de Mercado el día de la emisión (4)	94,00. Se transó bajo la par.
Valor de Mercado más reciente (5)	106,15

Fuente

(1) Rating día emisión: Memoria Colbún 2007.

(2) k_b día emisión: Memoria Colbún 2007.

(3) Precio día de emisión (B_0): Estimado con k_b .

(4) VM día de emisión (VM_0): Estimado con D y B_0 .

(5) VM más reciente: Bolsa de Comercio de Santiago, transacción del 29-sep-2017.

Tabla 4. Bono Local Serie I

Bono	I
Nemotécnico	BCOLB-I
Fecha de Emisión	10/06/2008
Valor Nominal (VN o D)	3.000.000
Moneda	UF
Tipo de Colocación	Nacional
Fecha de Vencimiento	10/06/2029
Tipo de Bono	Francés
Tasa Cupón (k_d)	4,50%
Periodicidad	Semestral
Número de pagos (N)	42
Periodo de Gracia	20 semestres
Motivo de la Emisión	Financiamiento de inversión y Sustitución de pasivos.
Clasificación de Riesgo día emisión (1)	S/I
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (k_b) (2)	4,89%
Precio de venta el día de la emisión (3)	2.898.065 UF
Valor de Mercado el día de la emisión (4)	96,60. Se transó bajo la par.
Valor de Mercado más reciente (5)	113,79

Fuente

(1) Rating día emisión: Sin información.

(2) k_b día emisión: Bolsa de Comercio de Santiago, información histórica del 06-ago-2008.

(3) Precio día de emisión (B_0): Estimado con k_b .

(4) VM día de emisión (VM_0): Estimado con D y B_0 .

VM más reciente: Bolsa de Comercio de Santiago, información del 25-sep-2017.

4. Estimación de la Estructura de Capital de la Empresa

Para estimar la estructura de capital objetivo de la empresa se calculará la estructura de capital histórica desde el año 2013 a la fecha y se analizarán los estadísticos que se obtengan.

4.1. Deuda Financiera

Se ha considerado como *proxy* de la deuda económica la deuda financiera presentada en los Estados Financieros de Colbún, en particular, las cuentas correspondientes a Otros pasivos financieros, corrientes y no corrientes.

Tabla 5. Deuda Financiera

	2013	2014	2015	2016	3T-17
Otros pasivos financieros	38.263.066	46.660.751	61.947.686	43.449.825	40.576.205

Cifras en Unidades de Fomento.

Fuente: Elaboración propia a partir de Estados Financieros del 3T de 2017.

4.2. Patrimonio Económico

Por otro lado, se ha calculado el patrimonio económico tomando en cuenta el precio de la acción de Colbún a cada fecha y el número de acciones.

Tabla 6. Patrimonio Económico

	2013	2014	2015	2016	3T-17
N° acciones	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720
Precio acción	121,94	161,57	167,44	131,78	154,75
Patrimonio Ec.	91.737.480	115.048.813	114.567.311	87.707.528	101.802.278

Cifras de precio de acción en Pesos Chilenos y de Patrimonio en Unidades de Fomento.

Fuente: Elaboración propia a partir de Estados Financieros del 3T de 2017.

4.3. Estructura de Capital Objetivo

Finalmente, con la deuda financiera y el patrimonio económico de cada año, se han calculado las estructuras de capital respectivas. Se observa que la desviación estándar de los datos es baja, por lo que es posible afirmar que Colbún cuenta con una estructura histórica clara, y por lo tanto, el promedio de 45% corresponde a un buen estimador de la estructura objetivo.

Tabla 7. Estructura de Capital Objetivo

	2013	2014	2015	2016	3T-17	\bar{X}	Mediana	σ
B/V	29%	29%	35%	33%	28%	31%	29%	3%
P/V	71%	71%	65%	67%	72%	69%	71%	3%
B/P	42%	41%	54%	49%	40%	45%	42%	6%

Fuente: Elaboración propia.

5. Estimación del Costo Patrimonial y del Costo de Capital de la Empresa

De acuerdo a la metodología de la valoración por flujos de caja descontados, es necesario calcular el costo de capital de la compañía, ya que éste corresponde a la tasa con la cual se descontarán los flujos proyectados. La forma de calcularlo será como el promedio ponderado entre el costo de la deuda y el costo patrimonial (WACC), tal como se describió anteriormente. De esta forma, es necesario obtener estos dos valores.

5.1. Información de Mercado

El EBITDA LTM (últimos doce meses) al 3T2017 fue de US\$ 645 MM. De éstos, Chile representa el 92% y Perú, el 8% (Fuente: Presentación de Resultados 3T2017). Por esta razón, se calculará el Costo de Capital de la compañía a partir de información de mercado sólo de Chile. De esta forma, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado a utilizar son:

$$r_f = 1,99\% \text{ (BCU-30 al 29 de septiembre de 2017).}$$

$$PRM = 6,06\% \text{ (Damodaran, a julio de 2017).}$$

5.2. Costo de la Deuda (k_b)

Como *proxy* del costo de la deuda, se considerará la YTM del bono vigente a mayor plazo. Éste corresponde a la Serie I, que vence el 10 de junio de 2029. La última YTM registrada a septiembre 2017 es la correspondiente a la transacción del 25 de septiembre (Fuente: Bolsa de Santiago), que fue de 2,1% en UF. Por lo tanto,

$$k_b = 2,1\%$$

Si bien pareciera ser una tasa baja por encontrarse cercana a la libre de riesgo, es posible entenderla debido al acortamiento de la brecha entre la nota de riesgo de Colbún y de los bonos soberanos a partir de la baja de *rating* que sufrió Chile durante el año 2017. En concreto, S&P recortó la nota de riesgo hasta 'AA-' en julio y Fitch, hasta 'A' en agosto (Fuente: Reuters). Colbún cuenta con un *rating* de BBB para ambas clasificadoras (Fuente: www.colbun.cl), tres *notches* por debajo de la clasificación de la deuda a largo plazo de Chile.

5.3. Beta de la Deuda (β_b)

Por CAPM, $k_b = r_f + PRM * \beta_d$

$$\beta_d = \frac{k_b - r_f}{PRM} = \frac{2,1\% - 1,99\%}{6,06\%}$$
$$\beta_d = \mathbf{0,0182}$$

5.4. Beta de la Acción ($\beta_p^{C/D}$)

El beta de la acción se calculará a partir de regresión lineal, considerando dos años de retornos semanales tanto de la acción de Colbún como del IGPA.

Tabla 8. Resultados Regresión Lineal

	2013	2014	2015	2016	2017
Beta de la Acción (*)	0,78	0,97	1,07	1,21	1,26
<i>p-value</i> (significancia) (*)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Presencia Bursátil (%) (**)	100%	100%	100%	100%	100%

(*)En Anexos se presenta el detalle de la regresión lineal.

(**)Fuente: Bolsa de Santiago.

Los *p-value* obtenidos para los cuatro betas muestran que hay evidencia estadística para afirmar que existe una dependencia entre el retorno de mercado y el retorno del precio de la acción de Colbún. Es decir, se puede establecer relación lineal entre ambos retornos y concluir que es posible aplicar el modelo CAPM.

No obstante, para poder trabajar con estos betas, es necesario analizar también si el modelo cumple el supuesto de no autocorrelación de los errores y estudiar si se trata de una serie estacionaria.

En primer lugar, para validar el supuesto de que no existe autocorrelación de los errores se aplicará el test de Durbin-Watson. Para esto, se considera el residuo $\varepsilon_t = \rho\varepsilon_{t-1} + v_t$, donde v_t es un error que cumple los supuestos y $|\rho| < 1$. Las hipótesis del test se definen como, $H_0: \rho = 0$ y $H_1: \rho < 0$.

Para no rechazar la hipótesis nula, el estadístico de Durbin-Watson encontrado en la regresión debe ser mayor al valor crítico de tabla, dU . Estos valores se presentan en el Anexo 1.7. En este caso, dado el número de observaciones $N = 105$ y el número de variables sin considerar el intercepto $k = 1$, los valores críticos de tabla con un nivel de significancia del 1% son $dL = 1,522$ y $dU = 1,562$.

Con respecto al estadístico de Durbin-Watson, el de menor valor entre las cinco regresiones corresponde al del 2016, que es igual a 1,94. Por lo tanto, no se rechaza la hipótesis nula para ninguno de los cinco casos, siendo posible postular que no existe autocorrelación de los errores. El valor del estadístico para cada regresión se presenta desde el Anexo 1.1 hasta el Anexo 1.5.

Luego, para evaluar si la serie es estacionaria, se aplicará el test de Dickey-Fuller, cuya hipótesis nula es la existencia de raíz unitaria.

En este caso, el *t-statistic* resulta ser bastante menor a los valores críticos bajo los cuales se debe rechazar la hipótesis nula. A un nivel de significancia del 1% llega a ser -11,67, mientras que el valor crítico es -2,59. De esta forma, se debe rechazar fuertemente la hipótesis nula. De acuerdo a la evidencia estadística, entonces, es posible establecer que la serie no presenta tendencia estocástica sino que, por el contrario, es estacionaria. En Anexo 1.6 se muestra el resultado de este test.

Finalmente, es posible entonces establecer a través de la regresión lineal que el beta de la acción de septiembre 2017 es:

$$\beta_p^{C/D} = 1,26$$

5.5. Beta Patrimonial Sin Deuda ($\beta_p^{S/D}$)

Para poder obtener el beta patrimonial sin deuda se debe desapalancar el beta de la acción con la estructura de capital y la tasa de impuestos corporativos, ambos como promedios del período que abarca el cálculo.

Tabla 9. Tasas de Impuesto de Primera Categoría

Años comerciales en que se aplica	Tasa
2015	22,50%
2016	24,00%
2017 y siguientes (1)	25,00%
2017 (2)	25,50%
2018 y siguientes (2)	27,00%

(1) Contribuyentes del Artículo 14, letra A) LIR
(2) Contribuyentes sujetos al Artículo 14, letra B) LIR

Fuente: Servicios de Impuestos Internos.

Colbún aplica tasa del 25,5% para el 2017 (Fuente: Estados Financieros del 3T2017). Por consiguiente, la tasa a largo plazo es del 27%.

$$t_c^{LP} = 27\%$$

Por otro lado, dado que el beta de la acción se calculó a partir de retornos semanales desde 30-sep-15 a 30-sep-17, para poder obtener la tasa de impuesto histórica necesaria para desapalancar este beta se considera la suma ponderada de las tasas impositivas en la porción de tiempo correspondiente: tres meses de 2015, doce de 2016 y nueve de 2017. De esta forma, la tasa histórica es del 24,38%.

$$t_c^H = 24,38\%$$

Con respecto a la estructura de capital necesaria para desapalancar el beta de la acción, se ha aplicado el mismo criterio que para la tasa de impuestos histórica, es decir, una suma ponderada de los B/P de 2015, 2016 y 2017 en la misma porción de tiempo de los retornos semanales utilizados para el cálculo del beta de la acción. El B/P obtenido es igual a **46,5%**.

Luego, por Rubinstein: $\beta_p^{C/D} = \beta_p^{S/D} * [1 + (1 - t_c^H) * (B/P)] - \beta_d * (1 - t_c^H) * (B/P)$

$$\beta_p^{S/D} = \frac{[\beta_p^{C/D} + \beta_d * (1 - t_c^H)(B/P)]}{[1 + (1 - t_c^H)(B/P)]} = \frac{[1,26 + 0,0182 * (1 - 24,38\%) * 46,5\%]}{[1 + (1 - 24,38\%) * 46,5\%]}$$

$$\beta_p^{S/D} = 0,94$$

5.6. Beta Patrimonial con Deuda ($\beta_p^{C/D}$)

Para obtener el beta patrimonial con deuda, se debe apalancar el beta patrimonial sin deuda con la estructura de capital objetivo (45%) y con la tasa de impuestos de largo plazo (27%).

Luego, por Rubinstein: $\beta_p^{C/D} = \beta_p^{S/D} * [1 + (1 - t_c^{LP}) * (B/P)] - \beta_d * (1 - t_c^{LP}) * (B/P)$

$$\beta_p^{C/D} = 0,94 * [1 + (1 - 27\%) * 45\%] - 0,0182 * (1 - 27\%) * 45\%$$

$$\beta_p^{C/D} = 1,24$$

5.7. Costo Patrimonial (k_p)

La tasa de costo patrimonial se estima a través de CAPM, utilizando el beta patrimonial con deuda que incluye la estructura de capital objetivo de la empresa.

Por CAPM, $k_p = r_f + PRM * \beta_p^{C/D}$

$$k_p = 1,99\% + 6,06\% * 1,24$$

$$k_p = 9,50\%$$

5.8. Costo de Capital (k_0)

Utilizando el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) es posible estimar el costo de capital de la compañía. Para el cálculo se considera la estructura de capital objetivo, calculado como el promedio de los últimos cinco años: **B/V = 31%**, **P/V = 69%**, y la tasa de impuestos a largo plazo. Todo esto, ya que el costo de capital corresponde al costo de oportunidad que la compañía tendrá desde septiembre 2017 en adelante.

$$k_0 = k_p * \left(\frac{P}{V}\right) + k_b * (1 - t_c^{LP}) * \left(\frac{B}{V}\right) = 9,57\% * 69\% + 2,1\% * (1 - 27\%) * 31\%$$

$$k_0 = 7,03\%$$

6. Análisis Operacional del Negocio e Industria

6.1. Análisis de Crecimiento

En esta sección se calculará la tasa de crecimiento real de las ventas de la empresa para los años 2013 a septiembre 2017, de acuerdo a las distintas clasificaciones que realiza la misma compañía. Posteriormente, se calculará la tasa de crecimiento real de la industria durante el mismo período de tiempo. Y, luego, se presentarán las perspectivas de crecimiento de la industria chilena y peruana para los años 2017 a 2021.

A continuación, en Tabla 10 se puede observar el crecimiento real de los ingresos de la compañía de acuerdo a los tres tipos de clasificación que la empresa presenta: por cliente, por producto y por país. Además, dentro de cada grupo, se muestra el peso relativo de cada componente con su respectiva desviación estándar, y el promedio de diciembre 2016 y septiembre 2017 omitiendo los años anteriores por ser previos a la entrada al mercado peruano.

Con respecto a la primera clasificación, es posible ver que la venta a clientes regulados explica, en promedio, el 53% de los ingresos, mientras que la venta a los clientes libres, el 26%. Por otro lado, la venta de energía representa el 74% de los ingresos de la compañía y la venta de potencia, el 13%. Cabe destacar que esta segunda clasificación sólo es presentada en los Estados Financieros desde el año 2016, por lo que no se cuenta con un mayor historial. Por último, en relación a la división por países, Chile aporta con el 86% de los ingresos contra el 14% percibido desde Perú. En este punto se debe tener en cuenta que Colbún adquiere la central térmica Fénix en Perú a fines del año 2015, aportando al resultado de ese año sólo doce días de operación, decidiéndose omitir este efecto. El detalle de las cifras de los ingresos se encuentra en Anexo 2.1 y 2.2.

No obstante, debido a los distintos sistemas de tarificación descritos en el Capítulo 2, se vuelve necesario trabajar con información adicional que permita estimar un *proxy* de precio promedio para cada clasificación. En la Tabla 11 se presenta la evolución histórica, tanto en Chile como en Perú, de las ventas físicas de energía y potencia, los niveles de generación y el respectivo crecimiento.

Tabla 10. Crecimiento Real y Peso Relativo de las Distintas Clasificaciones de Ingresos

Ingresos de actividades ordinarias	3T-17	2016	2015	2014	2013	3T-17	2016	2015	2014	2013	σ	\bar{X}
	% crecimiento real					% peso relativo						
Ventas clientes distribuidoras	1%	13%	-3%	9%	5%	52%	54%	47%	48%	43%	4%	53%
Ventas clientes industriales	2%	-2%	-20%	-15%	165%	26%	27%	27%	33%	38%	5%	26%
Peajes	-3%	14%	1%	-2%	30%	12%	13%	11%	11%	11%	1%	12%
Ventas a otras generadoras	19%	-42%	209%	10%	-56%	8%	7%	12%	4%	3%	3%	7%
Otros ingresos	831%	-87%	-35%	-26%	-26%	2%	0%	2%	4%	5%	2%	1%
Total ingresos	4%	0%	-2%	-3%	29%	100%	100%	100%	100%	100%		
Ventas de energía	4%	8%				74%	74%	75%			1%	74%
Ventas de potencia	-6%	25%				12%	13%	12%			1%	13%
Otros ingresos	9%	4%				14%	13%	14%			0%	13%
Total ingresos	4%	9%				100%	100%	100%				
Chile	7%					87%	85%	100%			8%	86%
Perú	-13%					13%	15%	0%			8%	14%
Total ingresos	4%					100%	100%	100%				

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en Estados Financieros del cuarto trimestre de cada año y del 3T2017.

Tabla 11. Ventas Físicas de Energía y Potencia, Niveles de Generación y Crecimiento

	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	\bar{X}	3T-17	2016	2015	2014	2013
								<i>% crecimiento</i>				
Ventas Físicas Chile (GWh)												
Clientes Regulados	4.813	4.888	6.534	6.625	7.204	7.224	6.480	-2%	-1%	-8%	0%	5%
Clientes Libres	3.548	3.381	4.507	4.428	4.737	5.082	4.460	5%	2%	-7%	-7%	74%
Ventas en el Mercado Spot	1.048	916	916	1.452	791	519	945	14%	-37%	84%	52%	-67%
Total Ventas Físicas Chile (GWh)	9.409	9.185	11.957	12.505	12.732	12.825	11.886	2%	-4%	-2%	-1%	13%
Ventas Físicas Perú (GWh)												
Clientes bajo Contrato	2.311	2.452	3.177	3.002			2.830	-6%	6%			
Ventas en el Mercado Spot	809	342	825	2.885			817	137%	-71%			
Total Ventas Físicas Perú (GWh)	3.120	2.794	4.002	5.887			4.336	12%	-32%			
Potencia (MW)												
Chile	1.601	1.571	1.580	1.556	1.701	1.769	1.641	2%	2%	-9%	-4%	18%
Perú	558	562	562	557			559	-1%	1%			
Generación (GWh)												
Chile	9.636	8.946	11.275	12.645	12.835	11.253	11.529	8%	-11%	-1%	14%	-3%
Perú	2.977	2.370	3.582	3.621			3.393	26%	-1%			
Compras en el Mercado Spot (GWh)												
Chile	3	433	927	124	144	1.744	588	-99%	648%	-14%	-92%	2108%
Perú	93	311	311	2.361			922	-70%	-87%			

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en Análisis Razonado del cuarto trimestre de cada año y del 3T2017.

Utilizando el detalle de los ingresos (Anexo 2.1) y ponderando por los respectivos pesos relativos (Tabla 10) se ha construido un desglose de ingresos con el que no se contaba originalmente, pero que se considera necesario. Esto, ya que utilizando el nivel de ventas físicas (Tabla 11) ha sido posible estimar las distintas tarifas promedio. El resultado se muestra en la siguiente Tabla 12.

Cabe destacar que los “otros ingresos” se han dejado fuera de este análisis por no contar con un nivel de ventas asociado y por ser una fuente de ingresos cuya tarificación no se encuentra bien definida. Dado esto, y a que la desviación estándar de esta partida es de un 0%, se ha tomado el supuesto de considerarla de manera estática con respecto a la última cifra con que se cuenta.

Por otro lado, en el caso de Perú, no se encuentra identificado cual es el nivel de ventas de energía que corresponde a clientes regulados y cual a clientes no regulados, sino sólo a nivel agregado como “clientes bajo contrato”. Además, importante resaltar que el presente análisis no ha sido posible replicar para el año 2015, ya que a pesar de contar con los ingresos, no se cuenta con el nivel de ventas físicas correspondiente a los doce días de operación de ese año.

Para efectos de confirmar que los precios obtenidos son razonables, es posible revisar en el mercado el orden de magnitud que alcanza el costo marginal promedio de los nueve primeros meses del 2017 para cada uno de los sistemas. Para Chile, se ha tomado a modo de ejemplo el costo marginal medido en barra Quillota, el cual llega a 63 USD/MWh (Fuente: <https://cmg-sic.coordinador.cl/>). Para Perú, en tanto, la cifra llega a 10 USD/MWh (Fuente: Boletín Mensual septiembre 2017, COES). Es decir, las tarifas estimadas para la venta al mercado *spot* resultan ser razonables.

Tabla 12. Construcción del Desglose de Ingresos y Estimación de Tarifas Promedio

	3T-17	3T-16	2016	2015	3T-17	3T-16	2016	2015
	<i>Ingresos en miles de USD</i>				<i>Tarifas en USD/MWh para energía y en USD/kW-año para potencia</i>			
CHILE	1.013.481	907.414	1.219.514	1.307.633				
Energía	747.449	664.122	898.838	976.895				
Regulados	449.083	405.503	553.566	536.808	93	83	85	81
Libres	228.118	204.770	275.894	307.942	64	61	61	70
Spot	70.248	53.849	69.378	132.144	67	59	76	91
Potencia	124.794	122.812	162.109	152.286	78	78	103	98
Otros ingresos (incl. Peajes)	141.238	120.480	158.567	178.453				
PERÚ	146.102	159.629	216.726	6.223				
Energía	107.751	116.830	159.737	4.649				
Contrato	97.624	107.357	147.407	4.020	42	44	46	
Spot	10.127	9.473	12.330	629	13	28	15	
Potencia	17.990	21.605	28.809	725	32	38	51	
Otros ingresos (incl. Peajes)	20.361	21.194	28.180	849				

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la tasa de crecimiento real de la industria entre el año 2013 y septiembre de 2017, para este punto se han tomado en cuenta los cuatro principales actores del mercado eléctrico en Chile.

En Tabla 13 se muestra el crecimiento de los ingresos y del nivel de ventas físicas de energía (detalle en Anexo 2.3). Debido a la reestructuración societaria llevada a cabo en Enel Generación durante el año 2016 que separó sus operaciones en la región, y para poder hacer comparables las cifras, para los años previos sólo se consideró la información correspondiente a Chile y no a nivel consolidado.

Para lo que va del año 2017 la industria muestra una disminución en el nivel de venta. Sin embargo, la información histórica de los últimos años muestra un crecimiento sostenido y estable en torno al 3%.

Tabla 13. Crecimiento Real de Ingresos y Ventas de Energía de los Principales Actores del Mercado Chileno

	3T-17	2016	2015	2014	2013
	<i>% crecimiento real</i>				
Ingresos de actividades ordinarias					
AES Gener	-2%	-3%	5%	14%	
Colbún	4%	0%	-2%	-3%	
Enel Generación	-10%	5%	21%	20%	
Engie	4%	-22%	4%	13%	
Total ingresos	-3%	-3%	8%	11%	
Ventas Físicas Chile (GWh)					
AES Gener	-8%	14%	-3%	10%	12%
Colbún	2%	-4%	-2%	-1%	13%
Enel Generación	-3%	1%	11%	4%	-4%
Engie	-6%	-2%	2%	-5%	1%
Total Ventas Físicas Chile (GWh)	-4%	3%	3%	3%	4%

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en Estados Financieros del cuarto trimestre de cada año y del 3T2017.

Para terminar esta sección es necesario contar con las perspectivas de crecimiento de la industria para los años 2017 a 2021. Para esto, se utilizará la proyección de la demanda de energía para cada país. En la Tabla 14 se presenta esta estimación de acuerdo a la información más recientemente publicada.

En el caso de Chile, se cuenta con el desglose por sistema y por tipo de cliente. Dado que Colbún opera solamente en el SIC, para la proyección de resultados se utilizarán las tasas de crecimiento de clientes regulados y de clientes libres asociadas a este sistema.

En cuanto a Perú, si bien no se cuenta con la división por tipo de clientes, la información histórica que se tiene tampoco hace esta distinción, por lo que para la proyección se mantendrá de esta forma agregada.

Tabla 14. Proyección de la Demanda de Energía en el Mercado Chileno y Peruano

	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda Energía SIC [GWh]					
Clientes Regulados	33.743	35.148	37.198	38.882	40.692
	3,7%	4,2%	5,8%	4,5%	4,7%
Clientes Libres	17.814	18.317	18.245	18.605	18.907
	3,7%	2,8%	-0,4%	2,0%	1,6%
Total SIC	51.557	53.465	55.443	57.487	59.599
	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Demanda Energía SING [GWh]					
Clientes Regulados	1.941	2.009	2.084	2.162	2.244
	3,1%	3,5%	3,7%	3,7%	3,8%
Clientes Libres	15.676	16.245	16.811	17.395	17.997
	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%
Total SING	17.617	18.254	18.895	19.557	20.241
	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%
Demanda Energía SEIN [GWh]					
Total SEIN	54.401	58.812	62.983	66.957	70.767
	10,5%	8,1%	7,1%	6,3%	5,7%

Fuente:

- Para Chile, "Informe preliminar de previsión de demanda 2016-2036 SIC-SING", diciembre 2016. Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Para Perú, "Situación actual y perspectivas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", febrero 2016. Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES).

6.2. Análisis de Costos de Operación

Dentro de los costos de la compañía es posible distinguir entre aquellos costos variables relacionados de manera directa a las ventas y los costos fijos asociados a los gastos de administración. En la siguiente Tabla 15 se muestra el crecimiento real de cada categoría de costo y el peso relativo de éstos calculado sobre el total de ingresos. Al igual que en el análisis de ingresos, aquí se ha calculado la desviación estándar de estos pesos relativos y el promedio para los años 2017 y 2016, esto último para poder rescatar el efecto de Perú. El detalle de los costos se presenta en Anexos 2.4 y 2.5.

Tabla 15. Crecimiento Real y Peso Relativo sobre Ingresos de los Costos Variables y de los Costos Fijos

	3T-17	2016	2015	2014	2013	3T-17	2016	2015	2014	2013	σ	\bar{X}
	<i>% crecimiento real</i>					<i>% peso relativo sobre ingresos totales</i>						
Materias primas y consumibles utilizados												
Consumo petróleo	-29%	-14%	-55%	-10%	-66%	-2%	-3%	-3%	-7%	-8%	3%	-3%
Consumo gas	33%	-5%	-17%	5%	28%	-23%	-18%	-19%	-23%	-21%	2%	-20%
Consumo carbón	5%	-25%	-6%	-3%	179%	-5%	-4%	-6%	-6%	-6%	1%	-5%
Compra energía y potencia	-55%	126%	-35%	-82%	630%	-3%	-7%	-3%	-5%	-25%	9%	-5%
Peajes	2%	14%	-1%	9%	21%	-12%	-12%	-11%	-11%	-10%	1%	-12%
Trabajo y suministro de terceros	9%	-18%	-9%	43%	7%	-6%	-5%	-7%	-7%	-5%	1%	-6%
Total costo de venta	4%	3%	-18%	-23%	29%	-51%	-50%	-49%	-59%	-74%	10%	-51%
Gasto por beneficios a los empleados												
Sueldos y salarios	2%	12%	7%	9%	23%	-4%	-4%	-3%	-3%	-3%	0%	-4%
Beneficios a corto plazo a los empleados	5%	12%	1%	11%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Indemnización por término de relación laboral	15%	7%	12%	13%	160%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros gastos de personal	14%	-1%	-6%	1%	-12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total gasto de administración	4%	11%	6%	9%	20%	-5%	-5%	-4%	-4%	-4%	0%	-5%

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en Estados Financieros del cuarto trimestre de cada año y del 3T2017.

En la primera categoría se encuentra el consumo de combustibles para la generación con tecnología térmica, la compra de energía y potencia en el mercado *spot* para cumplir los niveles de venta comprometidos y que no son posibles de cubrir con generación propia, y el pago de peajes de transmisión y el pago de trabajos a terceros. Cabe destacar, que los costos de venta más relevante corresponden al consumo de gas y el pago de peajes.

En el total, se observa una volatilidad del 10% al considerar desde el año 2013. Sin embargo, se aprecia que en los últimos años ha convergido de manera clara. La cifra que se utilizará para proyectar los costos variables es el promedio de los últimos dos años: un 51% de los ingresos totales.

La segunda categoría es la de gasto por beneficios a empleados. Se trata de costos fijos y que se han mantenido estables en el tiempo al contrastarlos contra los ingresos, teniendo una volatilidad del 0%. El costo más relevante es el de sueldos y salarios. El promedio a considerar es de 5% sobre ingresos, que se usará para la proyección de costos fijos.

6.3. Análisis de Cuentas no Operacionales

Con respecto a las cuentas no operacionales, a partir de la información que se muestra en Tabla 16, es posible darse cuenta que son partidas inmateriales al medirlas contra los ingresos. Adicionalmente, no se ha identificado la existencia de movimientos recurrentes, por lo que la estimación futura se realizará de manera simplificada manteniendo la última cifra a septiembre 2017. El detalle de los montos se presenta en Anexos 2.6 y 2.7.

Tabla 16. Crecimiento Real y Peso Relativo sobre Ingresos de las Cuentas No Operacionales

	3T-17	2016	2015	2014	2013	3T-17	2016	2015	2014	2013	σ	\bar{X}
	<i>% crecimiento real</i>					<i>% peso relativo sobre ingresos totales</i>						
Otros Ingresos distintos de los de operación												
Seguros	172%	-96%	-30%	339%		0%	0%	1%	1%	0%	1%	0%
Venta bienes propiedades, planta y equipo				-92%					0%	1%	0%	
Otros ingresos	-33%	58%	153%	-11%	-19%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Combinación de Negocios						2%						2%
Total ingresos no operacionales	641%	-75%	-25%	45%	1094%	2%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Otros Gastos distintos de los de operación												
Deterioro propiedades, planta y equipo							0%					0%
Deterioro patentes derechos de agua no utilizados		-13%	-61%	22%	-4%		0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resultados contratos derivados	188%	-81%	0%	2804%	-68%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Honorarios atención de juicios	-21%	-9%	66%	-82%	62%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bajas bienes propiedades, planta y equipo	0%	189%	-66%	-79%	9576%	0%	0%	0%	0%	-2%	1%	0%
Castigos y multas	-94%	845%	-111%	-438%	-80%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Badwill Combinación de negocios								0%				
Costo salida reestructuración deuda								0%				
Obsolescencia de Existencias		-136%	-144%				0%	0%	0%		0%	0%
Clausula de salida, termino contrato GNL-Chile						0%						0%
Emissiones de Centrales Térmicas						-1%						-1%
Otros	-20%	150%	953%	-95%	19%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%
Total gastos no operacionales	112%	51%	-32%	-56%	226%	-2%	-1%	-1%	-1%	-3%	1%	-2%

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en Estados Financieros del cuarto trimestre de cada año y del 3T2017.

6.4. Análisis de Activos

En la siguiente Tabla 17 se clasifican los activos de la compañía como operacionales y no operacionales, a septiembre 2017.

Tabla 17. Clasificación de Activos Operaciones y No Operacionales

	<i>Cifras en UF</i>	<i>%</i>	
Efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectivo en Caja	1.316	0%	
Saldos Bancos	524.956	0%	
Depósitos a Plazo	4.901.213	3%	
Otros Instrumentos Líquidos	2.437.253	1%	
Total efectivo y equivalentes al efectivo	7.864.738	5%	No operacional
Otros activos financieros, corrientes			
Depósitos a Plazo	10.701.523	6%	
Instrumentos Derivados cobertura	11.607	0%	
Total otros activos financieros, corrientes	10.713.130	6%	No operacional
Otros activos no financieros, corrientes			
Primas de seguros por instalaciones y responsabilidad civil	70.406	0%	
Pagos anticipados	268.748	0%	
Otros activos varios	2.537	0%	
Total otros activos no financieros, corrientes	341.690	0%	No operacional
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar			
Deudores comerciales con contrato	4.763.609	3%	
Deudores varios	610.606	0%	
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	5.374.214	3%	Operacional
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes			
Total cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	21.012	0%	Operacional
Inventarios			
Repuestos para Mantenimiento	721.072	0%	
Carbón	381.249	0%	
Existencias en tránsito	25.726	0%	
Petróleo	97.592	0%	
Gas Line Pack	6.557	0%	
Provisión obsolescencia	(80.098)	0%	
Total inventarios	1.152.098	1%	Operacional

Activos por impuestos corrientes			
Impuestos por recuperar ejercicios anteriores	20.198	0%	
Impuestos por recuperar del ejercicio	136.145	0%	
Total activos por impuestos corrientes	156.343	0%	No operacional
Otros activos financieros, no corrientes			
Instrumentos Derivados cobertura	297.561	0%	
Inversión en el CEN	5.624	0%	
Total otros activos financieros, no corrientes	303.185	0%	No operacional
Otros activos no financieros, no corrientes			
Pagos anticipados	480.659	0%	
Patentes por no uso derechos de agua	324.867	0%	
Otros activos varios	32.451	0%	
Total otros activos no financieros, no corrientes	837.976	1%	No operacional
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			
Total inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	956.077	1%	No operacional
Activos intangibles distintos de la plusvalía			
Derechos Emisión Material Particulado	229.309	0%	
Concesiones	2.082	0%	
Derechos de Agua	444.977	0%	
Servidumbres	1.392.032	1%	
Activos intangibles relacionados con clientes	1.056.732	1%	
Software	92.781	0%	
Total activos intangibles distintos de la plusvalía	3.217.914	2%	Operacional
Propiedades, planta y equipos			
Terrenos	7.122.655	4%	
Edificios, Construcciones e Instalaciones	5.441.006	3%	
Maquinarias	8.400	0%	
Equipos de Transporte	19.791	0%	
Equipos de Oficina	75.814	0%	
Equipos Informáticos	35.514	0%	
Activos Generadores de Energía	97.118.638	59%	
Construcciones en Proceso	13.057.171	8%	
Arrendamientos Financieros	275.114	0%	
Otras Propiedades, Planta y Equipo	10.010.844	6%	
Total propiedades, planta y equipos	133.164.946	81%	Operacional
Activos por impuestos diferidos			
Total activos por impuestos diferidos	946.528	1%	No operacional

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en Estados Financieros del 3T2017.

Como era de esperar para este tipo de empresa, la partida más relevante es la de “Propiedades, plantas y equipo”. Por ende, es también la más importante dentro de los Activos Operacionales, quedando más abajo la de “Cuentas por Cobrar” e “Inventarios”. La suma de los Activos Operacionales representa el 87% del total de activos.

Los activos considerados como No Operacionales representan el 13% del total de activos, pero individualmente son casi en su totalidad inmateriales (<1%), a excepción de dos cuentas que conforman el 11% del total de activos: la cuenta “Efectivo y Efectivo Equivalente”, y “Otros activos financieros, corrientes”, la cual contiene los Depósitos a Plazo que tienen un plazo promedio de inversión original menor a seis meses y plazo remanente de vencimiento de 60 días promedio.

7. Proyección de EERR

7.1. Proyección de Ingresos de Operación

En primer lugar, para la proyección de los ingresos provenientes de la Venta de Energía a Clientes Libres y Regulados se han considerado las tasas de expansión de la demanda previstas para el SIC en Chile y para el SEIN en Perú. Sin embargo, también se debió considerar como restricción la máxima capacidad productiva de la compañía en ambos países, la cual se define de acuerdo a la capacidad instalada y el nivel de utilización de ésta en el pasado. Este nivel de utilización se puede entender como un resultante del factor de planta y del despacho coordinado del sistema. En Chile, el máximo nivel de utilización alcanzado por Colbún en el pasado es de 44%. Esta cifra fue utilizada para la proyección del cierre del año 2017. Sin embargo, dado que se encuentra en un nivel muy por debajo de los factores de planta mínimo asociados a las tecnologías convencionales (60%), se asume que la brecha es explicada por el despacho coordinado del sistema, lo que debiera mejorar en la medida que la demanda se incrementa (a una misma capacidad instalada serían despachadas una mayor cantidad de centrales). De manera conservadora se ha tomado como supuesto un aumento anual de un 1% en el nivel de utilización. En Perú, en tanto, la situación es distinta. El máximo nivel de utilización en el pasado es de un 73%, encontrándose dentro del rango esperable de factor de planta para esta tecnología. De esta forma, se podría suponer que la central Fénix se encuentra constantemente generando, dejando bajo o nulo margen de incremento del nivel de utilización. Se asume, entonces, que no es posible aumentar la producción sin incrementar la capacidad instalada, debiéndose entonces restringir la venta al mercado *spot* y estabilizar la venta a clientes.

Por otro lado, para la proyección de los ingresos provenientes de la Venta de Energía al Mercado *Spot* se ha considerado el promedio histórico de 945 GWh en Chile y 817 GWh en Perú (dato en Tabla 11). Se excluye de este supuesto la proyección del cierre del año 2017 para Chile, ya que al ser mayor la cifra de septiembre se debe, al menos, mantener ese nivel de venta. Para los años siguientes, en tanto, se procede a ajustar esta cifra de acuerdo a la ya mencionada restricción que nace por capacidad productiva. En otras palabras, estas cifras son consideradas como un máximo, por lo tanto, en caso que los

compromisos adquiridos con clientes por contrato aumenten, la venta al *spot* será lo que permita generar la capacidad instalada y que no esté comprometido.

La tercera categoría de ingresos es el asociado a la Venta de Potencia. Para su proyección, se consideró mantener fijo el promedio histórico de cada país: 1.621 MW para Chile y 559 MW para Perú (datos en Tabla 11). No se consideran incrementos puesto que esta venta va de la mano con la capacidad instalada de la compañía y al no existir fechas concretas para la entrada en funcionamiento de los proyectos vigentes se ha decidido tomar un supuesto conservador.

La última cuenta a estimar es la de Otros Ingresos. Al no contar con un mayor detalle de esta partida, se decidió proyectarla en base al peso relativo sobre el total de ingresos que muestra históricamente, el cual es un 13% (dato en Tabla 10).

Finalmente, para poder transformar todas estas cifras de ventas a unidades monetarias se utilizaron las tarifas estimadas anteriormente en el Capítulo 6.1 (Tabla 12). Para la proyección de diciembre 2017 se consideraron las tarifas de septiembre 2017, mientras que para los siguientes años, las tarifas promedio. Por último, los montos son expresados en Unidades de Fomento de acuerdo a su valor a septiembre 2017.

7.2. Proyección de Costos de Operación

Se ha hecho la distinción entre Costos Variables (de explotación) y Costos Fijos (GAV). El supuesto empleado para la proyección de ambos fue el de considerar el peso relativo sobre los ingresos totales que históricamente han representado. De acuerdo al análisis de Costos Operacionales presentado en la sección 6.2, los Costos Variables corresponden al 51% de los ingresos totales y los Costos Fijos, a un 5% (datos en Tabla 15).

7.3. Proyección Resultado No Operacional

Con respecto a la estimación del Resultado No Operacional, se debe diferenciar entre cuentas recurrentes y las que no lo son. De acuerdo al análisis de Costos No Operacionales presentado en la sección 6.3, sólo existen flujos no recurrentes. Al tener esta naturaleza, se decidió proyectar manteniendo los valores al 3T2017 (Tabla 16).

7.4. EERR Proyectado

A continuación se presenta la proyección de EERR, de acuerdo a los supuestos descritos. Cifras en Unidades de Fomento.

Tabla 18. Proyección de EERR

	2017 4T	2018	2019	2020	2021
Ingresos de actividades ordinarias	8.409.845	37.355.507	38.634.377	39.926.072	41.237.832
Chile		27.471.366	28.292.481	29.138.177	30.012.461
Energía Clientes Regulados		14.582.466	15.432.985	16.131.656	16.882.602
Energía Clientes Libres		7.480.732	7.451.327	7.598.353	7.721.690
Energía Spot		1.762.681	1.762.681	1.762.681	1.762.681
Potencia		3.645.487	3.645.487	3.645.487	3.645.487
Perú		4.852.643	5.138.145	5.410.163	5.670.955
Energía Clientes bajo Contrato		4.025.643	4.311.145	4.583.163	4.843.955
Energía Spot		268.472	268.472	268.472	268.472
Potencia		558.528	558.528	558.528	558.528
Otros ingresos		5.031.497	5.203.751	5.377.733	5.554.417
Materias primas y consumibles utilizados	(4.166.341)	(18.993.614)	(19.643.863)	(20.300.632)	(20.967.604)
Ganancia bruta	4.243.504	18.361.893	18.990.514	19.625.440	20.270.228
Gastos por beneficio a los empleados	(404.644)	(1.749.148)	(1.809.030)	(1.869.513)	(1.930.935)
Gastos por depreciación y amortización	(1.431.694)	(5.726.777)	(5.726.777)	(5.726.777)	(5.726.777)
Otros gastos, por naturaleza	(193.508)	(774.032)	(774.032)	(774.032)	(774.032)
Otras ganancias (pérdidas)	44.289	177.155	177.155	177.155	177.155
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	2.257.947	10.289.091	10.857.830	11.432.273	12.015.639
Ingresos financieros	67.686	270.742	270.742	270.742	270.742
Costos financieros	(496.629)	(1.986.516)	(1.986.516)	(1.986.516)	(1.986.516)
Participación en las ganancias (pérdidas) [...] bajo el método de participación	25.048	100.192	100.192	100.192	100.192
Diferencias de cambio	32.826	131.303	131.303	131.303	131.303
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.886.877	8.804.811	9.373.551	9.947.994	10.531.360
Gasto por impuesto a las ganancias	(726.414)	(2.377.299)	(2.530.859)	(2.685.958)	(2.843.467)
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.160.463	6.427.512	6.842.692	7.262.035	7.687.893

Fuente: Elaboración propia.

8. Proyección de Flujo de Caja Libre

8.1. Flujo de Caja Bruto

Luego de estimar la Ganancia (pérdida), es necesario aplicar ajustes para llegar al concepto de Flujo de Caja de los Activos. Para esto, se han revertido las partidas que no constituyen flujo de caja. La Depreciación se ha revertido considerando el mismo valor al 3T2017, mismo criterio utilizado para las cuentas de Participación en ganancias de asociadas y negocios conjuntos y la de Diferencia de Cambio. Las cuentas no operacionales han sido revertidas después de impuesto. En Tabla 19 se presentan los ajustes realizados y el Flujo de Caja Bruto resultante.

Tabla 19. Flujo de Caja Bruto

	2017 4T	2018	2019	2020	2021	2022
			<i>Cifras en Unidades de Fomento</i>			
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.160.463	6.427.512	6.842.692	7.262.035	7.687.893	8.113.750
Ajustes						
(+) Depreciación de Activo Fijo y Amortización de Intangibles	1.431.694	5.726.777	5.726.777	5.726.777	5.726.777	5.726.777
(-) Otros Ingresos (después de impuestos)	(32.995)	(131.980)	(131.980)	(131.980)	(131.980)	(131.980)
(+) Otros Gastos (después de impuestos)	144.163	576.654	576.654	576.654	576.654	576.654
(-) Ingresos financieros (después de impuestos)	(50.426)	(201.703)	(201.703)	(201.703)	(201.703)	(201.703)
(+) Costos financieros (después de impuestos)	369.989	1.479.955	1.479.955	1.479.955	1.479.955	1.479.955
(-) Participación en las ganancias de asociadas	(18.661)	(74.643)	(74.643)	(74.643)	(74.643)	(74.643)
(+/-) Diferencia de Cambio	(24.455)	(97.821)	(97.821)	(97.821)	(97.821)	(97.821)
Flujo de Caja Bruto	2.979.772	13.704.751	14.119.931	14.539.274	14.965.131	15.390.989

Fuente: Elaboración propia.

8.2. Inversión de Reposición

Para estimar la inversión de reposición, se ha calculado un ratio histórico (Tabla 20) entre el monto invertido en compras de propiedades, plantas y equipos, obtenido del Flujo de Efectivo, y el gasto por depreciación y amortización. Se ha considerado el promedio, dejando fuera el dato del año 2013 por encontrarse muy alejado de lo que muestran los otros años. De esta forma, la proyección de inversión en reposición (Tabla 21) se calcula con este ratio y con la proyección de la depreciación.

Tabla 20. Ratio Histórico de la Inversión de Reposición

	3T-17	2016	2015	2014	2013	\bar{X}
Compras de propiedades, planta y equipo	(2.358.639)	(3.865.819)	(2.428.734)	(2.853.859)	(7.399.886)	
Gastos por depreciación y amortización	(4.295.083)	(5.791.118)	(5.401.813)	(4.493.263)	(3.659.556)	
Ratio Inversión de Reposición	55%	67%	45%	64%	202%	58%

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Inversión de Reposición Proyectada

	2017 4T	2018	2019	2020	2021
Depreciación de Activo Fijo y Amortización de Intangibles (I)	1.431.694	5.726.777	5.726.777	5.726.777	5.726.777
Ratio Inversión de Reposición (II)	58%	58%	58%	58%	58%
Inversión de Reposición (III) = -(I)*(II)	(823.742)	(3.294.970)	(3.294.970)	(3.294.970)	(3.294.970)

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

8.3. Inversiones en Activo Fijo

De la misma forma, para estimar la inversión en nuevos activos, se ha calculado un ratio histórico (Tabla 22) entre el activo fijo de la empresa y sus ingresos. Se ha tomado el promedio sin el dato de 2017-3T, ya que se trata de un ratio conformado por una cuenta de Balance y una de Estado de Resultados. Luego, considerando este ratio y la proyección de ingresos es posible estimar la cuenta de activos fijos. La proyección de la inversión en nuevos activos (Tabla 23) será la diferencia entre los activos fijos de un año y los del anterior.

Tabla 22. Ratio Histórico de la Inversión en Activos Fijos

	3T-17	2016	2015	2014	2013	\bar{X}
Propiedades, planta y equipo	133.164.946	143.199.483	155.243.828	122.108.490	113.272.752	
Ingresos de actividades ordinarias	27.750.257	36.493.105	36.405.818	37.019.730	38.168.922	
Ratio Inversión en Nuevos Activos	4,8	3,9	4,3	3,3	3,0	3,9

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 23. Inversión en Activo Fijo Proyectada

	2017 4T	2018	2019	2020	2021
Ingresos de actividades ordinarias (I)	8.409.845	37.355.507	38.634.377	39.926.072	41.237.832
Ratio Inversión en Nuevos Activos (II)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Propiedades, planta y equipo (III) = (I)*(II)	32.383.129	143.841.907	148.766.352	153.740.180	158.791.272
Inversión en Nuevos Activos (IV) _t = -[(III) _t - (III) _{t-1}]	0	(4.603.048)	(4.924.446)	(4.973.828)	(5.051.092)

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

8.4. Inversión en Capital de Trabajo

Para estimar la inversión en capital de trabajo, primero se ha calculado el CTON histórico (Inventarios y Cuentas por cobrar menos las Cuentas por Pagar y las Provisiones; todo de corto plazo) y luego el ratio entre este dato y el ingreso por ventas (RCTON; Tabla 24). De esta forma, es posible obtener el CTON para cada año proyectado en base a los ingresos estimados. La inversión en capital de trabajo será, entonces, la diferencia entre el CTON de un año y el del siguiente (Tabla 25).

Tabla 24. Capital de Trabajo Operacional Neto

Análisis Capital de Trabajo	3T-17	2016	2015	2014	2013	\bar{X}
Inventarios	1.152.098	1.146.292	2.717.158	2.411.444	1.580.567	
Cuentas por Cobrar, corrientes	5.374.214	5.060.387	4.616.398	6.003.147	2.993.822	
Cuentas por Pagar+Provisiones, corrientes	4.240.998	6.293.170	5.943.998	4.672.279	3.629.713	
CTON	2.285.314	(86.491)	1.389.558	3.742.312	944.676	
Ingresos por Ventas	27.750.257	36.493.105	36.405.818	37.019.730	38.168.922	
RCTON (Ingresos/CTON)	8%	0%	4%	10%	2%	4%
CTON (días de venta, RCTON*360)	30	(1)	14	36	9	15

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25. Inversión en Capital de Trabajo Proyectada

	2017	2017 4T	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por Ventas (I)	36.160.103	8.409.845	37.355.507	38.634.377	39.926.072	41.237.832	42.549.593
RCTON (II)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
CTON (III) = (I)*(II)	1.461.212	339.838	1.509.518	1.561.196	1.613.393	1.666.400	1.719.408
Inversión en Capital de Trabajo (IV)_t = -[(III)_{t+1} - (III)_t]		(1.169.680)	(51.679)	(52.197)	(53.008)	(53.008)	1.719.408

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

8.5. Déficit o Exceso de Capital de Trabajo

De acuerdo al CTON estimado para el fin del 2017 (UF 1.461.212; Tabla 25) y el CTON real a septiembre (UF 2.285.314; Tabla 24) se evidencia un Exceso de Capital de Trabajo de UF 824.102, el que se debe reconocer al 30 de septiembre de 2017 (Tabla 28).

8.6. Flujo de Caja Libre Proyectado

En la siguiente Tabla 26 se presenta el Flujo de Caja Libre construido luego de tomar en cuenta las inversiones descritas anteriormente.

Tabla 26. Flujo de Caja Libre

	2017 4T	2018	2019	2020	2021	2022
Flujo de Caja Bruto	2.979.772	13.704.751	14.119.931	14.539.274	14.965.131	15.390.989
(-) Inversión de Reposición	(823.742)	(3.294.970)	(3.294.970)	(3.294.970)	(3.294.970)	(5.726.777)
(-) Inversión en Nuevos Activos	0	(4.603.048)	(4.924.446)	(4.973.828)	(5.051.092)	0
(-) Aumento o disminución en Capital de Trabajo	(1.169.680)	(51.679)	(52.197)	(53.008)	(53.008)	1.719.408
Flujo de Caja Libre	986.350	5.755.055	5.848.319	6.217.469	6.566.062	11.383.619

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar algunas particularidades en la estimación. Para el último trimestre del 2017 no se ha considerado inversión en nuevos activos, ya que se estima que los Activos Fijos serán menores en comparación al año 2016. Para el primer año de perpetuidad, el 2022, se considera una disminución de capital de trabajo debido a que a partir del siguiente año no será necesario, esto ya que uno de los supuestos de la estimación es que no existe crecimiento a perpetuidad. Por este mismo motivo, en el año 2022 tampoco se considera inversión en nuevos activos. Finalmente, y como la empresa sí debe continuar con su operación a perpetuidad, se ha tomado como supuesto que en el año 2022 la inversión de reposición debe ser igual a la depreciación.

9. Valoración Económica de la Empresa y de su Precio de Acción

9.1. Valor Presente de Activos Operacionales

Para realizar la valoración de la empresa, es necesario calcular el valor presente del flujo de caja libre, que representa los activos operacionales. Esto se debe hacer descontando a la tasa de costo de capital de la compañía y trayendo los valores hasta la fecha de valoración, que es el 30 de septiembre de 2017. Se ha aplicado la siguiente fórmula y se ha obtenido un valor presente igual a **UF 119.804.050.-**

$$VPN = \frac{F2017_{4T}}{(1+k_0)^{0.25}} + \frac{F2018}{(1+k_0)^{1.25}} + \frac{F2019}{(1+k_0)^{2.25}} + \frac{F2020}{(1+k_0)^{3.25}} + \frac{F2021}{(1+k_0)^{4.25}} + \frac{\frac{F2022}{k_0}}{(1+k_0)^{5.25}}$$

9.2. Activos Prescindibles

Un segundo aspecto faltante para realizar la valoración de la compañía, es el poder identificar sus activos prescindibles al 30 de septiembre de 2017. A partir del análisis de activos efectuado en la sección 6.4, se ha considerado como prescindibles aquellos que se estiman son no operacionales. De esta forma, en la siguiente Tabla 27 se presentan dichos activos y sus respectivos montos al cierre del tercer trimestre de 2017.

Tabla 27. Activos Prescindibles

Efectivo y equivalentes al efectivo	7.864.738
Otros activos financieros, corrientes	10.713.130
Otros activos no financieros, corrientes	341.690
Activos por impuestos corrientes	156.343
Otros activos financieros, no corrientes	303.185
Otros activos no financieros, no corrientes	837.976
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	956.077
Activos por impuestos diferidos	946.528
Total	22.119.668

Cifras en Unidades de Fomento

Fuente: Elaboración propia.

9.3. Valoración del Precio de la Acción

Finalmente, a continuación se muestra el resumen de la valoración efectuada a la acción de Colbún S.A. El precio obtenido al 30 de septiembre de 2017 a través del método de flujos de caja descontados es de **155,31 CLP\$**, un 0,4% mayor al valor bursátil a la misma fecha.

Tabla 28. Valoración del Precio de la Acción al 3T2017

Valor Presente de Activos Operacionales	119.804.050
Activos Prescindibles	22.119.668
Exceso de Capital de Trabajo	824.102
Valor Total de Activos	142.747.819
Deuda Financiera	40.576.205
Valor Patrimonio Económico	102.171.614
Número de Acciones	17.536.167.720
Valor estimado de la acción	0,005826
Cifras en Unidades de Fomento	
Valor estimado de la acción (UF al 30-sep-17: \$26.656,79)	155,31
Valor bursátil de la acción	154,75
Cifras en Pesos Chilenos	
Diferencia %	0,4%

Fuente: Elaboración propia.

10. Conclusiones

El presente trabajo tuvo como finalidad valorar el precio de la acción de Colbún S.A. al 30 de septiembre de 2017. El método que se utilizó para la valoración fue el de Flujo de Caja Descontados, uno de los más aceptados en esta materia, realizando un análisis de la industria eléctrica y de la compañía, identificando su estructura de capital, su estrategia de financiamiento y sus activos operacionales, entre otros puntos.

La empresa opera con estructura de capital estable, del 45%, y que cuenta con un costo de deuda -de 2,1%- que es bajo al considerar la tasa libre de riesgo. Esto último se explica a partir del *downgrade* que sufrió Chile durante el año 2017, lo que generó un acortamiento en la brecha que existe entre el *rating* país y el de Colbún. Por otro lado, al tratarse de una compañía con alta presencia bursátil se pudo establecer una relación estadística entre el retorno de su acción y el de mercado. Fue posible, entonces, calcular el beta de la acción a través de regresión lineal.

Los ingresos operacionales percibidos por la compañía se pueden desglosar bajo tres criterios. Por zona geográfica, el 86% proviene de Chile y el 14% restante, de Perú. Con respecto al tipo de productos, el 74% de los ingresos está explicado por la venta de energía y un 13%, por la venta de potencia. Y por tipo de cliente, cerca del 53% de las ventas proviene de clientes regulados, mientras que un 26%, de clientes libres.

De acuerdo a las perspectivas de la demanda, se ve que el a nivel nacional se presentan opciones de crecimiento, pero es un mercado más maduro que el peruano, donde se proyectan incrementos de demanda significativos. A partir de esto, se esperaría que Colbún aproveche las oportunidades en Perú o incluso en otros países. Esto se condice con la información presentada públicamente por la empresa, donde declara proyectos en Chile por 594 MW y, sin presentar cifras, nuevas inversiones en Perú y el ingreso a Colombia. Esto lo acerca a su competencia, quienes se encuentran también en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Como resultado de la valoración se determinó que el precio de la acción de Colbún S.A., al 30 de septiembre de 2017, era de \$155,31. Esta cifra se encuentra un 0,4% por sobre el precio al que cerró aquel día, por lo que la estimación se encuentra dentro del rango

aceptable en la metodología empleada. De esta forma, la recomendación de inversión desarrollada a partir de este análisis fundamental, es tener una posición neutra frente a esta acción.

Para complementar este análisis, a continuación se muestra el precio semanal de la acción en los últimos dos años. El precio promedio es de \$153,5, con una desviación estándar de \$18.

Tabla 29. Variación del Precio de la Acción en Bolsa Chilena

Fecha	Cierre	Fecha	Cierre	Fecha	Cierre	Fecha	Cierre	Fecha	Cierre
29-09-17	154,8	05-05-17	145,9	09-12-16	131,0	15-07-16	157,9	19-02-16	179,5
22-09-17	152,0	28-04-17	146,2	02-12-16	128,3	08-07-16	157,9	12-02-16	172,2
15-09-17	151,7	21-04-17	140,2	25-11-16	130,8	01-07-16	159,3	05-02-16	169,0
08-09-17	148,2	14-04-17	144,2	18-11-16	131,5	24-06-16	161,1	29-01-16	177,1
01-09-17	150,1	07-04-17	144,5	11-11-16	133,9	17-06-16	163,4	22-01-16	163,3
25-08-17	149,5	31-03-17	145,1	04-11-16	135,4	10-06-16	166,8	15-01-16	157,5
18-08-17	152,8	24-03-17	144,6	28-10-16	140,8	03-06-16	166,2	08-01-16	154,4
11-08-17	148,7	17-03-17	136,1	21-10-16	140,4	27-05-16	167,7	01-01-16	166,0
04-08-17	149,4	10-03-17	133,2	14-10-16	135,4	20-05-16	168,0	25-12-15	158,8
28-07-17	151,7	03-03-17	131,0	07-10-16	130,9	13-05-16	175,3	18-12-15	165,1
21-07-17	148,5	24-02-17	125,9	30-09-16	129,7	06-05-16	176,7	11-12-15	166,3
14-07-17	149,0	17-02-17	126,3	23-09-16	138,9	29-04-16	174,7	04-12-15	167,8
07-07-17	146,6	10-02-17	123,4	16-09-16	137,4	22-04-16	171,2	27-11-15	174,0
30-06-17	142,8	03-02-17	123,8	09-09-16	140,5	15-04-16	175,3	20-11-15	179,5
23-06-17	145,1	27-01-17	127,8	02-09-16	142,9	08-04-16	177,0	13-11-15	179,0
16-06-17	148,5	20-01-17	127,0	26-08-16	147,2	01-04-16	181,2	06-11-15	180,8
09-06-17	148,1	13-01-17	128,9	19-08-16	145,0	25-03-16	179,0	30-10-15	180,0
02-06-17	154,5	06-01-17	129,4	12-08-16	149,9	18-03-16	184,8	23-10-15	187,6
26-05-17	152,5	30-12-16	130,4	05-08-16	156,0	11-03-16	180,4	16-10-15	181,2
19-05-17	149,1	23-12-16	124,0	29-07-16	159,1	04-03-16	179,5	09-10-15	180,5
12-05-17	154,3	16-12-16	128,7	22-07-16	163,5	26-02-16	176,4	02-10-15	177,0

Fuente: Bloomberg.

Bibliografía

Documentos

- “Informe Trimestral Abril – Junio 2017”, Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).
- “Informe preliminar de previsión de demanda 2016-2036 SIC-SING”, diciembre 2016. Comisión Nacional de Energía (CNE).
- “Situación actual y perspectivas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”, febrero 2016. Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES).
- “Boletín Mensual Septiembre 2017”, COES.
- Análisis Razonado de Colbún 3T17, 4T16, 4T15, 4T14, 4T13.
- Estados Financieros de AES Gener 3T17, 4T16, 4T15, 4T14, 4T13.
- Estados Financieros de Colbún 3T17, 4T16, 4T15, 4T14, 4T13.
- Estados Financieros de Enel Generación Chile 3T17, 4T16, 4T15, 4T14, 4T13.
- Estados Financieros de Engie Energía Chile 3T17, 4T16, 4T15, 4T14, 4T13.
- Memoria Anual AES Gener 2016
- Memoria Anual Engie Energía Chile 2016
- Presentación de Resultados de Colbún 3T2017
- Presentación de Resultados de Enel Chile 3T2017

Sitios Web

- www.bolsadesantiago.cl Presencia bursátil
- <https://cmg-sic.coordinador.cl> Costo marginal promedio
- www.reuters.com *Rating* Chile
- www.sii.cl Tasas de impuesto de Primera Categoría

Terminales

- Bloomberg Precios semanales acción Colbún S.A. e IGPA.
- Bolsa de Comercio de Santiago TIR de bonos colocados en mercado local.

Anexos

Anexo 1. Estimación del modelo de regresión (coeficiente β_i y constante) para la acción de Colbún con dos años de datos semanales.

Anexo 1.1. Resultados de estimación a septiembre de 2017.

Dependent Variable: COLBUN2017
Method: Least Squares
Date: 01/13/18 Time: 10:14
Sample: 1 105
Included observations: 105

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.556114	0.200803	-2.769453	0.0067
IGPA2017	1.261398	0.131680	9.579254	0.0000
R-squared	0.471150	Mean dependent var	-0.082665	
Adjusted R-squared	0.466015	S.D. dependent var	2.729161	
S.E. of regression	1.994314	Akaike info criterion	4.237342	
Sum squared resid	409.6609	Schwarz criterion	4.287893	
Log likelihood	-220.4604	Hannan-Quinn criter.	4.257826	
F-statistic	91.76211	Durbin-Watson stat	2.334117	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Anexo 1.2. Resultados de estimación a septiembre de 2016.

Dependent Variable: COLBUN2016
 Method: Least Squares
 Date: 01/13/18 Time: 10:17
 Sample: 1 105
 Included observations: 105

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.155511	0.215051	-0.723134	0.4712
IGPA2016	1.207006	0.147441	8.186379	0.0000
R-squared	0.394178	Mean dependent var		-0.101283
Adjusted R-squared	0.388296	S.D. dependent var		2.816171
S.E. of regression	2.202570	Akaike info criterion		4.435991
Sum squared resid	499.6855	Schwarz criterion		4.486543
Log likelihood	-230.8895	Hannan-Quinn criter.		4.456475
F-statistic	67.01681	Durbin-Watson stat		1.944056
Prob(F-statistic)	0.000000			

Anexo 1.3. Resultados de estimación a septiembre de 2015.

Dependent Variable: COLBUN2015
 Method: Least Squares
 Date: 01/13/18 Time: 10:20
 Sample: 1 105
 Included observations: 105

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.379164	0.197887	1.916064	0.0581
IGPA2015	1.071940	0.141248	7.589075	0.0000
R-squared	0.358631	Mean dependent var		0.337364
Adjusted R-squared	0.352404	S.D. dependent var		2.518789
S.E. of regression	2.026953	Akaike info criterion		4.269809
Sum squared resid	423.1796	Schwarz criterion		4.320360
Log likelihood	-222.1649	Hannan-Quinn criter.		4.290293
F-statistic	57.59406	Durbin-Watson stat		2.143522
Prob(F-statistic)	0.000000			

Anexo 1.4. Resultados de estimación a septiembre de 2014.

Dependent Variable: COLBUN2014
 Method: Least Squares
 Date: 01/13/18 Time: 10:23
 Sample: 1 105
 Included observations: 105

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.228421	0.178521	1.279518	0.2036
IGPA2014	0.968226	0.116712	8.295861	0.0000
R-squared	0.400540	Mean dependent var		0.175532
Adjusted R-squared	0.394720	S.D. dependent var		2.349790
S.E. of regression	1.828130	Akaike info criterion		4.063329
Sum squared resid	344.2322	Schwarz criterion		4.113880
Log likelihood	-211.3247	Hannan-Quinn criter.		4.083813
F-statistic	68.82131	Durbin-Watson stat		2.280281
Prob(F-statistic)	0.000000			

Anexo 1.5. Resultados de estimación a septiembre de 2013.

Dependent Variable: COLBUN2013
 Method: Least Squares
 Date: 01/13/18 Time: 11:16
 Sample: 1 105
 Included observations: 105

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.031411	0.171710	0.182928	0.8552
IGPA2013	0.783561	0.101994	7.682435	0.0000
R-squared	0.364275	Mean dependent var		0.045684
Adjusted R-squared	0.358103	S.D. dependent var		2.196003
S.E. of regression	1.759404	Akaike info criterion		3.986691
Sum squared resid	318.8367	Schwarz criterion		4.037243
Log likelihood	-207.3013	Hannan-Quinn criter.		4.007175
F-statistic	59.01981	Durbin-Watson stat		2.221677
Prob(F-statistic)	0.000000			

Anexo 1.6. Resultados de Test de Dickey-Fuller a modelo de nivel.

Null Hypothesis: COLBUN2017 has a unit root
 Exogenous: None
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=12)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-11.66812	0.0000
Test critical values: 1% level	-2.587387	
5% level	-1.943943	
10% level	-1.614694	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(COLBUN2017)
 Method: Least Squares
 Date: 01/15/18 Time: 21:29
 Sample (adjusted): 2 105
 Included observations: 104 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
COLBUN2017(-1)	-1.136952	0.097441	-11.66812	0.0000
R-squared	0.569297	Mean dependent var		-0.009125
Adjusted R-squared	0.569297	S.D. dependent var		4.132270
S.E. of regression	2.711925	Akaike info criterion		4.842763
Sum squared resid	757.5172	Schwarz criterion		4.868190
Log likelihood	-250.8237	Hannan-Quinn criter.		4.853064
Durbin-Watson stat	1.971663			

Anexo 2. Detalle de análisis

Anexo 2.1. Evolución histórica ingresos en miles de USD

ANÁLISIS DE CRECIMIENTO	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Cifras en miles de USD</i>							
Ingresos de actividades ordinarias							
Ventas clientes distribuidoras	599.610	565.017	769.523	623.443	724.620	727.822	742.023
Ventas clientes industriales	304.580	285.321	383.526	357.640	502.113	646.006	261.043
Peajes	142.360	139.703	182.154	146.463	163.244	182.295	149.722
Ventas a otras generadoras	93.794	75.031	96.444	153.471	55.929	55.907	134.653
Otros ingresos	19.239	1.971	4.593	32.839	56.671	83.898	122.056
Total ingresos	1.159.583	1.067.043	1.436.240	1.313.856	1.502.577	1.695.928	1.409.497
Información sobre productos y servicios							
Ventas de energía	855.200	780.952	1.058.575	981.605			
Ventas de potencia	142.784	144.417	190.918	153.020			
Otros ingresos	161.599	141.674	186.747	179.231			
Total ingresos	1.159.583	1.067.043	1.436.240	1.313.856			
Información sobre productos y servicios							
Chile	1.013.481	907.414	1.219.514	1.307.633	1.502.577	1.695.928	1.409.497
Perú (*)	146.102	159.629	216.726	6.223			
Total ingresos	1.159.583	1.067.043	1.436.240	1.313.856	1.502.577	1.695.928	1.409.497

(*) Los ingresos del año 2015 consideran sólo doce días.

Anexo 2.2. Evolución histórica ingresos en UF.

ANÁLISIS DE CRECIMIENTO	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
				<i>Cifras en UF</i>			
Ingresos de actividades ordinarias							
Ventas clientes distribuidoras	14.349.410	14.177.404	19.552.640	17.275.068	17.852.820	16.380.519	15.592.367
Ventas clientes industriales	7.288.977	7.159.273	9.744.927	9.909.896	12.370.805	14.539.151	5.485.380
Peajes	3.406.851	3.505.427	4.628.311	4.058.364	4.021.923	4.102.771	3.146.156
Ventas a otras generadoras	2.244.607	1.882.677	2.450.524	4.252.549	1.377.950	1.258.255	2.829.507
Otros ingresos	460.413	49.456	116.703	909.940	1.396.231	1.888.227	2.564.802
Total ingresos	27.750.257	26.774.237	36.493.105	36.405.818	37.019.730	38.168.922	29.618.212
Información sobre productos y servicios							
Ventas de energía	20.465.995	19.595.644	26.897.098	26.897.098			
Ventas de potencia	3.416.998	3.623.711	4.850.993	4.850.993			
Otros ingresos	3.867.264	3.554.883	4.745.013	4.745.013			
Total ingresos	27.750.257	26.774.237	36.493.105	36.493.105			
Información sobre productos y servicios							
Chile	24.253.856	22.768.827	30.986.362	36.233.384	37.019.730	38.168.922	29.618.212
Perú (*)	3.496.402	4.005.410	5.506.743	172.434			
Total ingresos	27.750.257	26.774.237	36.493.105	36.405.818	37.019.730	38.168.922	29.618.212

(*) Los ingresos del año 2015 consideran sólo doce días.

Anexo 2.3. Evolución histórica ingresos en UF, de ventas físicas de energía y de generación de los principales actores en Chile.

ANÁLISIS DE CRECIMIENTO INDUSTRIA	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Cifras en UF</i>							
Ingresos de actividades ordinarias							
AES Gener	42.392.681	43.219.807	58.094.658	60.001.562	57.366.086	50.521.729	
Colbún	27.750.257	26.774.237	36.493.105	36.405.818	37.019.730	38.168.922	
Enel Generación	43.883.190	48.666.536	62.992.583	60.236.642	49.984.563	41.615.430	
Engie	18.718.416	18.012.514	24.581.571	31.663.149	30.579.046	27.166.871	
Total ingresos Industria	132.744.545	136.673.094	182.161.917	188.307.171	174.949.425	157.472.952	
Ventas Físicas Chile (GWh)							
AES Gener	15.619	16.923	22.270	19.606	20.146	18.369	16.446
Colbún	9.409	9.185	11.957	12.505	12.732	12.825	11.388
Enel Generación	17.361	17.962	23.689	23.558	21.156	20.406	21.277
Engie	6.505	6.911	9.166	9.380	9.210	9.705	9.580
Total Ventas Físicas Chile (GWh)	48.894	50.981	67.082	65.049	63.244	61.305	58.691
Generación Chile (GWh)							
AES Gener	11.311	11.357	15.195	17.080	18.213	17.619	16.448
Colbún	9.636	8.946	11.275	12.645	12.835	11.253	11.568
Enel Generación	12.721	13.339	17.564	18.294	18.063	19.438	20.194
Engie	4.644	6.606	8.460	9.060	9.008	9.481	9.551
Total Generación Chile (GWh)	38.312	40.248	52.494	57.079	58.119	57.791	57.761

Anexo 2.4. Evolución histórica de costos operacionales en miles de USD.

ANÁLISIS DE COSTO DE OPERACIÓN	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
	<i>Cifras en miles de USD</i>						
Materias primas y consumibles utilizados							
Consumo petróleo	(28.554)	(38.419)	(41.330)	(44.073)	(109.795)	(132.965)	(420.079)
Consumo gas	(261.425)	(187.997)	(262.823)	(253.413)	(341.647)	(357.558)	(299.219)
Consumo carbón	(59.631)	(54.371)	(63.381)	(77.637)	(92.406)	(104.456)	(40.095)
Compra energía y potencia	(30.768)	(65.616)	(101.700)	(41.222)	(70.906)	(420.324)	(61.711)
Peajes	(143.164)	(134.114)	(177.516)	(142.769)	(161.918)	(163.007)	(144.262)
Trabajo y suministro de terceros	(70.638)	(62.012)	(77.837)	(86.820)	(107.036)	(81.752)	(82.025)
Total costo de venta	(594.180)	(542.529)	(724.587)	(645.934)	(883.708)	(1.260.062)	(1.047.391)
Gasto por beneficios a los empleados							
Sueldos y salarios	(41.809)	(39.234)	(53.492)	(43.602)	(45.657)	(45.701)	(39.882)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(4.495)	(4.069)	(5.516)	(4.536)	(5.063)	(4.974)	(4.426)
Indemnización por término de relación laboral	(2.640)	(2.180)	(3.176)	(2.716)	(2.722)	(2.634)	(1.087)
Otros gastos de personal	(4.899)	(4.099)	(5.629)	(5.228)	(6.265)	(6.801)	(8.321)
Total gasto de administración	(53.843)	(49.582)	(67.813)	(56.082)	(59.707)	(60.110)	(53.716)

Anexo 2.5. Evolución histórica de costos operacionales en UF.

ANÁLISIS DE COSTO DE OPERACIÓN	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
				<i>Cifras en UF</i>			
Materias primas y consumibles utilizados							
Consumo petróleo	(683.333)	(964.009)	(1.050.145)	(1.221.225)	(2.705.074)	(2.992.539)	(8.827.255)
Consumo gas	(6.256.224)	(4.717.220)	(6.678.012)	(7.021.856)	(8.417.326)	(8.047.278)	(6.287.585)
Consumo carbón	(1.427.044)	(1.364.277)	(1.610.434)	(2.151.254)	(2.276.652)	(2.350.909)	(842.529)
Compra energía y potencia	(736.316)	(1.646.436)	(2.584.073)	(1.142.226)	(1.746.946)	(9.459.903)	(1.296.753)
Peajes	(3.426.092)	(3.365.188)	(4.510.465)	(3.956.006)	(3.989.254)	(3.668.671)	(3.031.424)
Trabajo y suministro de terceros	(1.690.455)	(1.556.005)	(1.977.743)	(2.405.707)	(2.637.099)	(1.839.928)	(1.723.618)
Total costo de venta	(14.219.463)	(13.613.135)	(18.410.871)	(17.898.275)	(21.772.350)	(28.359.228)	(22.009.163)
Gasto por beneficios a los empleados							
Sueldos y salarios	(1.000.541)	(984.459)	(1.359.166)	(1.208.174)	(1.124.874)	(1.028.557)	(838.053)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(107.571)	(102.099)	(140.155)	(125.689)	(124.740)	(111.946)	(93.005)
Indemnización por término de relación laboral	(63.178)	(54.701)	(80.698)	(75.258)	(67.063)	(59.281)	(22.841)
Otros gastos de personal	(117.239)	(102.852)	(143.026)	(144.863)	(154.354)	(153.065)	(174.852)
Total gasto de administración	(1.288.530)	(1.244.111)	(1.723.046)	(1.553.984)	(1.471.031)	(1.352.849)	(1.128.752)

Anexo 2.6. Evolución histórica de costos no operacionales en miles de USD.

ANÁLISIS DE CUENTAS NO OPERACIONALES	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
<i>Cifras en miles de USD</i>							
Otros Ingresos distintos de los de operación							
Seguros (1)	1.269	445	445	11.518	18.430	4.593	
Venta bienes propiedades, planta y equipo					726	9.451	
Otros ingresos	2.090	2.993	3.198	1.859	826	1.020	1.351
Combinación de Negocios (3)	23.352						
Total ingresos no operacionales	26.711	3.438	3.643	13.377	19.982	15.064	1.351
Otros Gastos distintos de los de operación							
Deterioro propiedades, planta y equipo			(685)				
Deterioro patentes derechos de agua no utilizados			(1.731)	(1.831)	(5.338)	(4.809)	(5.385)
Resultados contratos derivados	(1.603)	(530)	(820)	(4.023)	(4.537)	(171)	(565)
Honorarios atención de juicios	(554)	(672)	(856)	(860)	(582)	(3.452)	(2.281)
Bajas bienes propiedades, planta y equipo (2)	(3.329)	(3.174)	(6.711)	(2.129)	(6.967)	(36.136)	(400)
Castigos y multas	(48)	(796)	(773)	(75)	773	(250)	(1.333)
Badwill Combinación de negocios				1.672			
Costo salida reestructuración deuda				(4.132)			
Obsolescencia de Existencias			(687)	1.740	(4.400)		
Cláusula de salida, termino contrato GNL-Chile	(2.356)						
Emisiones de Centrales Térmicas	(9.620)						
Otros	(3.649)	(4.342)	(8.957)	(3.287)	(351)	(8.265)	(7.455)
Total gastos no operacionales	(21.159)	(9.514)	(21.220)	(12.925)	(21.402)	(53.083)	(17.419)

(1) Durante el ejercicio 2015 corresponde a la liquidación del seguro siniestro Central Blanco por daño físico. Durante el periodo 2014 corresponde a la liquidación del seguro siniestro Nehuenco I y II, daño físico. (2) Durante el ejercicio 2016 se registró una baja parcial por MMUS\$ 2,0 correspondiente al siniestro ocurrido en la central Nehuenco y baja de proyectos por MMUS\$ 3,6. Durante el ejercicio 2015 se registró una provisión por deterioro a proyectos que con la información actual la administración ha decidido abandonar temporalmente. Durante el ejercicio 2014 se reconoció el deterioro de la Central Blanco. Ver nota 17.c ii). En tanto, al 31 de diciembre de 2013 el saldo corresponde al reconocimiento de la falla en la turbina de la

Unidad II del Complejo Nehuenco y la Central Los Pinos. (3) En Fénix Power Perú, se registró un ajuste por impuestos diferidos originado por el deterioro de Propiedades Plantas y Equipos registrado en la contabilidad previo a la adquisición por parte de Colbún S.A. Este valor representa una ganancia financiera a nivel de combinación de negocios (Badwill), la cual, luego de la evaluación respectiva, la Administración ha determinado el registro prospectivo en el presente periodo.

Anexo 2.7. Evolución histórica de costos no operacionales en UF.

ANÁLISIS DE CUENTAS NO OPERACIONALES	3T-17	3T-16	2016	2015	2014	2013	2012
				<i>Cifras en UF</i>			
Otros Ingresos distintos de los de operación							
Seguros (1)	30.369	11.166	11.307	319.154	454.069	103.371	
Venta bienes propiedades, planta y equipo					17.887	212.706	
Otros ingresos	50.016	75.100	81.257	51.511	20.351	22.956	28.389
Combinación de Negocios (3)	558.842						
Total ingresos no operacionales	639.227	86.266	92.564	370.665	492.306	339.034	28.389
Otros Gastos distintos de los de operación							
Deterioro propiedades, planta y equipo			(17.405)				
Deterioro patentes derechos de agua no utilizados			(43.983)	(50.735)	(131.515)	(108.232)	(113.157)
Resultados contratos derivados	(38.362)	(13.299)	(20.835)	(111.474)	(111.780)	(3.849)	(11.873)
Honorarios atención de juicios	(13.258)	(16.862)	(21.750)	(23.830)	(14.339)	(77.691)	(47.931)
Bajas bienes propiedades, planta y equipo (2)	(79.667)	(79.642)	(170.518)	(58.993)	(171.649)	(813.285)	(8.405)
Castigos y multas	(1.149)	(19.973)	(19.641)	(2.078)	19.045	(5.627)	(28.011)
Badwill Combinación de negocios				46.330			
Costo salida reestructuración deuda				(114.494)			
Obsolescencia de Existencias			(17.456)	48.214	(108.405)		
Cláusula de salida, termino contrato GNL-Chile	(56.382)						
Emisiones de Centrales Térmicas	(230.219)						
Otros	(87.325)	(108.949)	(227.586)	(91.080)	(8.648)	(186.014)	(156.654)
Total gastos no operacionales	(506.361)	(238.725)	(539.174)	(358.141)	(527.292)	(1.194.697)	(366.031)