VALORACIÓN DE EMPRESA E-CL
Por Flujo de Caja Descontados

VALORACIÓN DE EMPRESA PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN FINANZAS

Alumno: Jaime Huenufil Alvarez
Profesor Guía: Guisella Gallardo Pilar

Santiago, Abril 2014

TABLA DE CONTENIDOS

Capítulo 1; "Metodología" 5

a) Valor económico de los activos *6*

b) Valor económico de los pasivos *6*

c) Fecha de Valoración *6*

d) Horizonte de Valoración *7*

e) Estimación del costo de capital *8*

Capítulo 2; "Descripción de la Empresa" 9

a) El Negocio *9*

c) Sus Principales Activos *11*

d) Los 12 Mayores Accionistas *12*

Cuadro N° 1; "Principales Accionistas de la compañía" *12*

e) Descripción de la Industria *13*

Tipos de Cliente *14*

Los clientes regulados 14

Los clientes libres 14

Mercado Spot o de corto plazo 15

f) Principales Competidores *16*

AES GENER S.A. 16

ENDESA S.A. 17

COLBUN S.A. 18

Capítulo 3; "Análisis Operacional del Negocio e Industria" 19

Cuadro N° 2; "Crecimiento de las Ventas de Energía" *19*

Cuadro N° 3; "Crecimiento Anual de la Demanda de Energía" *20*

Cuadro N° 4; "Ventas de Energía por tipo de Cliente" *20*

Cuadro N° 5; "Pérdidas de Energía" *21*

Cuadro N° 6; "Capacidad (MW)" *21*

Cuadro N° 7; "Generación en Giga Watts Hora" *22*

Cuadro N° 8; "Costos de Generación" *23*

Cuadro N° 9; "Resultados Consolidados" *24*

Capítulo N° 4; "Proyección de Flujos de Caja Libre" 25

a) Proyección de Ingresos Operacionales *25*
Cuadro N° 10; "Proyección del Precio de Venta por tipo de Cliente" *25*
Cuadro N° 11; "Proyección de las Ventas de Energía" *26*
Cuadro N° 12; "Proyección de Ingresos" *27*
b) Proyección de Costos Operacionales *28*
Cuadro N° 13; "Proyección de factores de planta" *29*
Cuadro N° 14; "Proyección de costos de generación" *30*
Cuadro N° 15: "Proyección de los Costos Operacionales" *31*
c) Proyección de las cuentas No Operacionales *32*
Cuadro N° 16: "Proyección de las cuentas No Operacionales" *32*
d) Proyección del Estado de Resultado a Junio de 2013 ..... *32*
Cuadro N° 17; "Proyección del Estado de Resultado a Junio de 2013" *33*
e) Ajustes al Estado de Resultados. *34*
i. Depreciación del Ejercicio y Amortización de Intangibles *34*
Cuadro N° 18; "Depreciación y Amortización" *34*
ii. Resultado No operacional *35*
Cuadro N° 19; "Ajustes de cuentas no operacionales" *35*
Cuadro N° 20; "Inversión en Reposición" *35*
Cuadro N° 21; "Ratios históricos de capital de Trabajo" *36*
Cuadro N° 22: "Proyección de Inversión en Capital de Trabajo". *37*
f) Proyección de flujo de caja libre *38*
Cuadro N° 23: "Proyección de flujo de caja libre". *38*
Capítulo N° 5; "Descripción del Financiamiento de la Empresa" 38
Capítulo N° 6; "Estimación de la Estructura de Capital de la Empresa" 40
Cuadro N° 24; "Deuda Financiera de la Empresa" *40*
Cuadro N° 25; "Resumen del Patrimonio Económico de la Empresa" *41*
Cuadro N° 26; "Estructura de Capital Objetivo (Resumen)" *41*
Capítulo N° 7; "Estimación del Costo Patrimonial y Costo de Capital de la Empresa" 42
a) Estimación del Beta de la Acción *42*
Cuadro N° 27; "Estimación del Beta de la Acción histórico 2009 a 2013" 42
b) Estimación del Costo de la Deuda *43*
c) Estimación del Beta Patrimonial sin deuda *45*

d) Estimación del Beta Patrimonial Con deuda *45*

e) Estimación del Costo Patrimonial *46*

f) Estimación del Costo de Capital *47*

Capítulo N° 8; "Valoración económica de la Empresa y su Precio por Acción" 48

a) Valoración al 30 de Junio de 2013 ..... *48*

Cuadro N° 28; "Valor Económico de la Empresa" *48*

b) Cálculo del precio de la acción *49*

Cuadro N° 29; "Precio por Acción" *49*

ANEXOS 50

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene como objetivo realizar una estimación de la valoración económica de la Empresa E.CL S.A. (Ex Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. o EDELNOR S.A.), principal empresa eléctrica del norte Grande de Chile y cuarta a nivel Nacional, para ello se ha utilizado el método de Flujos de Caja Descontados (FCD). Se ha utilizado toda la información relevante en el mercado a Junio de 2013, se ha obtenido información de las memorias históricas tanto de E-CL como de otras empresas de la Industria incluyendo empresas de Perú y Colombia.

Considerando el método de Flujo de caja descontado, el valor del patrimonio de la compañía al 30 de junio del año 2013 es de UF 40.922.632 lo que dividido por el número de acciones en circulación de la compañía da un valor en UF para cada acción de 0,0389, lo que considerando el dólar observado y la UF al 30 de junio del año 2013 equivale a $887,86. Como referencia, es importante mencionar que el precio de cierre de la acción de E.CL el día de la valoración en la Bolsa de Comercio de Santiago es de $858,19, es decir, nuestra valoración por flujo de caja descontado da un valor 3,46% más alto que el precio de mercado a esa fecha.

Si consideramos que el valor fundamental de la acción calculado bajo el método de los flujos de caja descontados fue de $887,86.-

Capítulo 1; “Metodología”

Para la presente tesis de grado, se ha utilizado la metodología de Flujos de Caja Descontados (FCD), para ello, junto con la información de la empresa a valorar E.CL S.A., balances y Estados de Resultado, construiremos un Flujo de Caja Libre anual para los años 2013 a 2017 y a partir de este, valorar la Empresa.

Como detalla el profesor Carlos Maqueira, en su Libro “Finanzas Corporativas – Teoría y Práctica”, este modelo de valoración, tiene ventajas empíricas por sobre otros métodos de valoración, tales como modelo de descuento de dividendos, comparables o múltiplos y opciones reales.[1]

La valoración por Flujo de Caja Descontados supone que la empresa vale por la capacidad que tiene de generar flujos de caja en su negocio operacional, flujos que tienen un costo alternativo, el cual depende del riesgo del negocio en el que se encuentran inmersos.

Así, este método estima como el patrimonio económico de una compañía el valor económico de sus activos menos el valor económico de su deuda, es decir, la deuda financiera.

[1] Ver Carlos Maqueira V. “Finanzas Corporativas – Teoría y Práctica” Capítulo N° 8.

a) Valor económico de los activos

El valor económico de los activos se calcula como el valor presente de los flujos de caja libre proyectados descontados a la tasa de costo de capital de la compañía. Además, debe agregarse el valor de los activos prescindibles. A este valor debe ajustarse el exceso o déficit de capital de trabajo que presente la empresa.

b) Valor económico de los pasivos

El valor económico de los pasivos, o lo que es comúnmente conocido como deuda financiera corresponde al total de la deuda que paga intereses, ya sea con bancos o instituciones financieras.

Así, el patrimonio económico de una empresa se calcularía de la siguiente forma:

+ Valor de los activos
+ Valor de los activos prescindibles
+/- Exceso/Déficit de Capital de Trabajo
- Valor de la deuda financiera
= Patrimonio Económico

c) Fecha de Valoración

La fecha de valoración queda determinada por los últimos estados financieros de los cuales se tenga información disponible. En nuestro caso, trabajaremos con los estados financieros, y por lo tanto con fecha de valoración para junio del año 2013.

d) Horizonte de Valoración

Los flujos de caja a proyectar se dividen en dos grandes etapas:

i. Periodo Explícito: Periodo de 3 a 5 años en los cuales se puedan determinar condiciones de crecimiento para la industria/compañía.
ii. Periodo Permanente: Corresponde al año “t+1” el que de manera conservadora se deja sin crecimiento.

Estimación del flujo de caja libre

La proyección del flujo de caja libre debe incluir los ingresos y costos operacionales, la proyección de ingresos y costos fuera de la explotación y la proyección de impuestos.

El flujo de caja libre para cada periodo se construye de la siguiente forma:

+ Ingresos Operacionales
- Costos Operacionales
+ Ingresos fuera de la explotación afectos a impuestos
- Costos y Gastos fuera de la explotación afectos a impuestos
+/- Ingresos/Gastos no operacionales no afectos a impuestos
= Utilidad antes de impuestos
- Gasto por impuesto a las ganancias
= Utilidad Final

Ajustes

+ Depreciaciones y amortizaciones
- Ingresos fuera de la explotación afectos a impuestos, después de impuestos
+ Costos y Gastos fuera de la explotación afectos a impuestos, después de impuestos
+/- Ingresos/Gastos no operacionales no afectos a impuestos

= Flujo de caja Bruto

- Inversiones en mantención
- Inversiones en expansión
- Inversiones en capital de trabajo

= Flujo de caja libre

e) Estimación del costo de capital

Corresponde a la rentabilidad exigida a los activos de la empresa, y por lo tanto, la tasa de descuento relevante de los activos. Otra forma de explicarlo es lo visto en la cátedra de Finanzas Corporativas del profesor Marcelo González: “el costo de capital de una empresa es el promedio ponderado entre el costo del patrimonio y el costo efectivo de la deuda donde el costo del patrimonio se pondera por la relación patrimonio / valor de empresa y el costo efectivo de la deuda se pondera por la relación deuda / valor de empresa”

Capítulo 2; “Descripción de la Empresa”

Razón Social	: E.CL S.A.
Rut	: 88.006.900 – 4
Nemotécnico	: ECL
Industria	: Electricidad y Combustibles
Regulación	: Comisión Nacional de Energía

a) El Negocio

El negocio de E-CL se divide en dos segmentos. Primero, la compañía participa en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo principalmente a grandes mineras y clientes industriales. En este negocio la compañía destaca por ser la cuarta mayor productora nacional y la más relevante en el SING, donde junto a sus filiales generó un 57,0% de la producción bruta en 2012, principalmente a través de sus centrales a carbón y gas natural. Los combustibles que requiere para el funcionamiento de sus centrales se los compran a proveedores de todo el mundo y luego traspasa ese costo a la tarifa cobrada a sus clientes por la venta de energía.

En cuanto al segmento de Gas Natural, ECL además de usar este combustible para el funcionamiento de sus centrales, distribuye esta materia prima principalmente a compañías ligadas a la minería como Codelco, SQM y la Sociedad Chilena del Litio.

b) Sus Filiales

Electroandina S.A.: ECL posee el 100% de la propiedad de esta compañía que se dedica principalmente a la generación, transmisión y distribución de energía y a la entrega de otros servicios relacionados. La compañía produce electricidad a través de 5 centrales que suman un total de 1.105 MW de capacidad instalada, principalmente a base de carbón y gas natural. Electroandina fue comprada por la controladora de ECL, GDF Suez, a Codelco durante 2009.

Distrinor S.A.: la propiedad de esta compañía está compuesta en un 100% por ECL. Esta filial constituye el principal vehículo del negocio de gas natural de la compañía, al tener como principal función la compra, venta y distribución de éste y otros combustibles líquidos y sólidos, tanto en Chile como en el extranjero.

Central Termoeléctrica Andina S.A.: ECL posee el 100% de la propiedad de esta filial que fue constituida durante 2006 y que a fines de 2011 comenzó la comercialización de energía en el SING con la inauguración de la central Andina, cuya capacidad instalada es de 165 MW y que funciona mediante un co-esquema de carbón y biomasa, siendo pionera en Chile en este tipo de generación, buscando disminuir la huella de carbono que genera su operación.

Inversiones Hornitos S.A.: ECL posee el 60% de esta filial que fue constituida durante 2007 (el 40% restante es propiedad de Antofagasta Plc) y que a fines de 2011, comenzó la generación, transmisión y distribución de energía con la inauguración de la central Hornitos. Esta central posee las mismas características que la central Andina en cuanto a su capacidad instalada y estructura de funcionamiento.

Enerpac Ltda.: Filial creada en 1995 para desarrollar el negocio de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica y la compra, venta y transporte de combustibles. ECL es dueño del 99% de la propiedad.

Edelnor Transmisión S.A.: Filial constituida en 2008, con ECL participando en el 100% de la propiedad. Sociedad enfocada en la transmisión de electricidad a través de líneas, subestaciones y otras instalaciones relacionadas.

Gasoducto Norandino Chile S.A.: Sociedad constituida durante 1997 en la que ECL y Enerpac Ltda. (que a su vez es propiedad de la primera) poseen un 78,9% y 21,1% del patrimonio de esta filial, respectivamente. Esta compañía está encargada de la construcción, dominio, operación y mantenimiento de un gasoducto que se extiende en el norte de Chile y que tiene una capacidad de 850 mil m3/d.

Gasoducto Norandino Argentina S.A.: Sociedad constituida durante 1997 en la que ECL y Enerpac Ltda. (que a su vez es propiedad de la primera) poseen un 78,9% y 21,1% del patrimonio de esta filial, respectivamente. Esta compañía está encargada de la construcción, diseño, montaje, operación y explotación de gasoductos, oleoductos y poliductos, en el territorio de la República Argentina, y de las obras y servicios de ingeniería y equipos conexos con éstos. La capacidad total de los gasoductos es de 4,5 millones de m3/d.

c) Sus Principales Activos

El parque de la generación de ECL y sus Filiales está conformado por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras, que en suma aportan 2.108 MW en el SING (46%) de la generación total aportada en el sistema interconectado del norte grande.

Las centrales térmicas se distribuyen en 10 plantas dentro de la segunda región de Chile, ubicadas 5 centrales en Mejillones y 5 centrales en Tocopilla, con una capacidad total de 1.865 MW.

d) Los 12 Mayores Accionistas

A continuación se presenta un cuadro con los 12 mayores accionistas de la compañía informados por la Superintendencia de Valores y Seguros al cierre de Junio del año 2013.

Cuadro N° 1; "Principales Accionistas de la compañía"

N°	Inversionista	Participación
1	Suez Energy Andino S.A.	40,90%
2	Inversiones Mejillones S.A.	11,87%
3	Banco de Chile, por cuenta de Terceros no Residentes	3,98%
4	Banco Itau, por cuenta de Inversionistas	3,01%
5	AFP Provida S.A. para Fondo de Pensiones Tipo "C"	2,48%
6	Banco Santander por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	1,97%
7	AFP Hábitat S.A. para Fondo de Pensiones Tipo "B"	1,94%
8	AFP Hábitat S.A., para Fondo de Pensiones Tipo "C"	1,90%
9	AFP Cuprum S.A., para Fondo de Pensiones Tipo "A"	1,89%
10	AFP Provida S.A., para Fondo de Pensiones Tipo "C"	1,85%
11	AFP Hábitat S.A., para Fondo de Pensiones Tipo "A"	1,78%
12	AFP Capital S.A., para Fondo de Pensiones Tipo "A"	1,77%
		75,34%

e) Descripción de la Industria

El sector energético de Chile se divide en 4 sistemas de interconexión a lo largo del país, siendo el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), los más relevantes. El primero está localizado en la zona centro-sur de Chile y atiende al 93% de la población del país, existiendo mayor preponderancia de clientes residenciales, comerciales e industriales. El segundo está situado en el norte, que se extiende por las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, y está enfocado en atender principalmente la demanda de las grandes compañías mineras y otros industriales, además de los clientes residenciales de la zona.

La operación de la Industria se divide en la generación, transmisión y distribución de energía, siendo regulada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y coordinada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo que organiza la actividades de las centrales para satisfacer la demanda del país buscando optimizar los costos de la operación, preservando la seguridad del servicio.

En el negocio de Generación, los principales actores son Endesa, Colbún, ECL, AES Gener, siendo estos dos últimos los más relevantes del SING. En el negocio de Transmisión, para el SIC el principal actor es Transelec, mientras que en el SING compañías como ECL o Gener son dueñas de los sistemas de conexión. Por último, en el sector de Distribución, el principal actor es Enersis unido a su filial Chilectra, junto a otras compañías como CGE.

Tipos de Cliente

A continuación, presentaremos los tipos de clientes que tiene la empresa. Estos se pueden dividir entre Clientes Regulados, Clientes Libres y cómo funciona en el mercado Spot:

Los clientes regulados

Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 2.000 kW. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras tiene un valor máximo denominado NUDO, el que es regulado por el Ministerio de Economía. Los precios de nudo son determinados cada 6 meses (Abril y Octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC y de 24 meses en el caso del SING. A partir de 2010 en el caso del SING, el precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponderá a las licitaciones que estas llevan a cabo.

Los clientes libres

Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

Mercado Spot o de corto plazo

Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resulta de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

f) Principales Competidores

A continuación presentaremos sus 3 principales competidores, estos son AES Gener S.A., Endesa S.A. y Colbún S.A.

AES GENER S.A.

Nemotécnico	: AESGENER
Negocios	: Generación Eléctrica
Regulación	: Comisión Nacional de Energía
Clase de Acción	: Comunes
Derechos de cada Clase	: Comunes
Transacciones	: Bolsa de Comercio de Santiago
Clasificación Industrial	: Utilities

El principal propietario de esta compañía es el holding internacional The AES Corporation, que a través del 99,9% de propiedad que tienen sobre Inversiones Cachagua S.A., controla el 70,7% de la propiedad de la compañía. Gener es la segunda compañía con mayor capacidad instalada de activos en Chile (representando el 49% y 30% de la capacidad instalada del SIC y el SING, respectivamente) y la más grande en cuanto a capacidad instalada de centrales termoeléctricas, que representan el 92,9% de los 3.810 MW de potencia de sus generadoras. Además, Gener posee activos de generación adicionales por 1.021 MW en Colombia y Argentina, siendo la exposición a esta última economía acotada por los riesgos de inestabilidad política y regulatoria de esa nación.

ENDESA S.A.

Nemotécnico	: ENDESA
Negocios	: Generación Eléctrica
Clase de Acción	: Comunes
Derechos de cada Clase	: Comunes
Regulación	: Comisión Nacional de Energía
Transacciones	: Bolsa de Comercio de Santiago
Clasificación Industrial	: Utilities

Controlada en un 60,6% de su propiedad por Enersis S.A., la compañía está encargada del negocio de generación de este holding en Latinoamérica. Es el mayor generador eléctrico de Chile y Sudamérica con una capacidad instalada de 14.781 MW incluyendo su participación en activos de Brasil por 987 MW. Propietaria de Emgesa en Colombia, Edegel en Perú y Endesa Costanera y El Chocón en Argentina, la compañía tiene una sólida posición en la región que le permite reducir el riesgo de escasez hídrica en estos países al diversificar su matriz entre centrales hidroeléctricas y térmicas.

COLBUN S.A.

Nemotécnico	: COLBUN
Negocios	: Generación Eléctrica
Clase de Acción	: Comunes
Derechos de cada Clase	: Comunes
Regulación	: Comisión Nacional de Energía
Transacciones	: Bolsa de Comercio de Santiago
Clasificación Industrial	: Utilities

Perteneciente en un 49% de su propiedad al grupo Matte desde 2005, la compañía es uno de los actores más relevantes del SIC en la actualidad. Colbún cuenta con 22 centrales de generación, más de 850 kms. de líneas de transmisión y 26 subestaciones. En cuanto a las centrales, el 43% de la capacidad instalada de 2.962 MW corresponde a hidroeléctricas y el resto a térmicas, siendo el Embalse Colbún (474 MW de capacidad instalada) y el Complejo Termoeléctrico Nehuenco (874 MW) los principales activos. Junto a esto, la compañía posee un 42,5% de la propiedad de Electrogas S.A, que opera un gasoducto de 130 kms. que suministra desde el Terminal GNL Quintero, gas natural para su complejo Nehuenco, las centrales San Isidro de Endesa y distribuidoras de gas de la quinta región y la región metropolitana. Ese punto es especialmente relevante para la compañía, pues le ha permitido aumentar la generación a través de gas natural después de la crisis del gas de Argentina en 2007. Por último, la compañía posee un 49% de la propiedad de Hidroaysén, proyecto hidroeléctrico de 2.750 MW ubicado en el sur del país y que está aún en procesos de tramitación.

Capítulo 3; "Análisis Operacional del Negocio e Industria"

Para analizar operacionalmente el negocio de la Empresa e Industria, revisaremos los ingresos por venta de energía, los costos de compra de energía, la capacidad total instalada (para los distintos tipos de generación existentes), los costos de los mismos, hasta obtener el EBITDA por GWh vendido, con el fin de obtener el margen bruto de la explotación antes de gastos financieros e impuestos, en definitiva analizar con este ratio, como está la empresa en consideración de su gestión. Los cuadros con la información consideran el análisis de los años 2009 al año 2012:

Cuadro N° 2; "Crecimiento de las Ventas de Energía"

Ventas Energía MMUS$	2009	2010	2011	2012
Ventas Clientes Regulados	0,0	0,0	0,0	166,4
Ventas Clientes Libres	955,4	962,9	1.071,6	887,8
Ventas Spot	33,0	49,6	61,7	37,1
Ventas por distribución de gas	12,9	12,7	5,6	2,7
Otros ingresos operacionales	52,0	95,9	117,8	91,1
Ventas Totales	**1.053,3**	**1.121,1**	**1.256,7**	**1.185,1**

Como se puede observar, el negocio de venta a clientes libres siempre ha estado dentro de las operaciones de la compañía, agregando durante el año 2012, el negocio con clientes regulados el cual comenzó formalmente luego de que la compañía se adjudicara la licitación del contrato de la distribuidora EMEL.

Cuadro N° 3; "Crecimiento Anual de la Demanda de Energía"

Ventas Energía MMUS$	2010	2011	2012
Ventas Clientes Regulados			
Ventas Clientes Libres	0,8%	11,3%	-17,2%
Ventas Spot	50,2%	24,4%	-39,9%
Ventas por distribución de gas	-1,5%	-55,9%	-51,8%
Otros ingresos operacionales	84,5%	22,8%	-22,7%
Ventas Totales	**6,4%**	**12,1%**	**-5,7%**

Al analizar el crecimiento anual de las ventas de la empresa podemos observar como el negocio de la venta a clientes libres tuvo un importante crecimiento hasta el año 2012, año en que una caída en los precios de venta mermó los ingresos. Los otros negocios, tanto la venta Spot como la distribución de gas presentan una alta volatilidad puesto que son negocios que no son el foco operacional de la empresa.

Cuadro N° 4; "Ventas de Energía por tipo de Cliente"

Ventas Energía GWh	2009	2010	2011	2012
Ventas Clientes Regulados	0	0	0	1.699
% Crecimiento				
Ventas Clientes Libres		7.196	7.356	7.553
% Crecimiento			2,2%	2,7%
Ventas Spot	143	138	149	329
% Crecimiento		-3,5%	7,6%	121,5%
% Generación Total		1,8%	2,1%	3,4%
Ventas Totales SING	**143**	**7.334**	**7.505**	**9.581**
Posición Neta Mercado Spot		**-219**	**-861**	**-827**

Si observamos directamente las ventas medidas en GWh, notamos el crecimiento bajo pero constante en cuanto a los clientes libres, logrando notar nuevamente la volatilidad intrínseca en las ventas al mercado spot.

Cuadro N° 5; "Pérdidas de Energía"

	2010	2011	2012
Pérdidas energía (GWh)	**253**	**212**	**424**
Pérdidas (%)	3,27%	2,93%	4,44%

En el cuadro N° 5 se presentan las pérdidas de energía, entendidas estas como la diferencia entre la generación de la compañía y la energía que finalmente vende a sus distintos clientes. Claramente en el periodo bajo análisis las pérdidas han estado bastante acotadas, sufriendo solo una leve alza el año 2012 asociada a la puesta en marcha de una nueva central térmica.

Cuadro N° 6; "Capacidad (MW)"

Capacidad (MW)				
	2009	**2010**	**2011**	**2012**
Capacidad Carbón	781	781	781	1.119
Capacidad Gas Natural	688	688	688	688
Capacidad Fuel Oil	219	219	0	0
Capacidad Diésel	98	98	317	317
Capacidad Hidroeléctrica	10	10	10	10
Capacidad Instalada Total (MW)	**1.796**	**1.796**	**1.796**	**2.134**

En el cuadro N° 6 observamos la capacidad de Generación de la compañía medido en MW. Acá es posible notar la estabilidad de las inversiones de la compañía, destacando solo la última planta de generación a carbón puesta en funcionamiento durante el año 2012.

Cuadro N° 7; "Generación en Giga Watts Hora"

	2009	2010	2011	2012
Carbón	5.414	5.390	5.369	7.550
Factor de Planta	79,1%	78,8%	78,5%	77,0%
Gas Natural	1.103	1.659	1.504	1.728
Factor de Planta	18,3%	27,5%	24,9%	28,7%
Fuel Oil	390	0	0	0
Factor de Planta	20,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Diésel	328	646	318	224
Factor de Planta	38,2%	75,3%	11,5%	8,1%
Hidroeléctrica	47	43	41	49
Factor de Planta	54,3%	49,1%	45,9%	55,9%
Generación Total (GWh)	**7.284**	**7.740**	**7.233**	**9.552**
Consumos Propios	**472**	**510**	**526**	**703**
Generación Neta	**6.812**	**7.230**	**6.707**	**8.849**

En el cuadro N° 7 podemos analizar la generación real de la compañía en el período bajo análisis, clasificado según la fuente de generación y destacando el factor de planta de cada fuente. Es importante recordar que el factor de planta de cada fuente es la forma a través de la cual se puede medir la utilización real de la capacidad nominal de generación; a mayor factor de planta, mayor generación de energía se logrará con dicha fuente.

En el periodo 2009-2012 existe una clara tendencia a una mayor utilización de plantas a Gas Natural en desmedro de plantas Diésel y de Fuel Oil, lo cual implica un importante ahorro de costos en la generación de energía. Sin embargo, la mayor fuente de generación sigue siendo carbón, el cual ha presentado estables factores de planta exceptuando el año 2012 producto de la ya mencionada entrada en funcionamiento de la nueva planta térmica a carbón CTA.

Cuadro N° 8; "Costos de Generación"

COSTOS DE GENERACIÓN MMUS$	2009	2010	2011	2012
Costo Variable SING	**522,9**	**578,8**	**652,1**	**632,4**
Costo de Gx	405,3	503,9	533,0	487,6
Compras Energía en el Spot	117,6	74,9	119,1	144,8
Costos Fijos SING		**265,8**	**303,3**	**386,7**
Depreciación y Amortización SING	83,9	99,6	110,5	142,6
Dep/ GX US$ por MWh		12,9	15,3	14,9
Otros	143,9	166,2	192,8	244,1

GAV	**31,1**	**38,3**	**46,2**	**50,2**
GAV/MW	17.299	21.326	25.718	23.524

El cuadro N° 8 muestra los costos de generación de la compañía, divididos en costos variables y costos fijos.

Por una parte los costos variables tiene dos componentes, primero el costo de generación de las plantas propias, el cual a su vez depende fundamentalmente de dos grandes variables: i) la fuente con la cual se genere energía (generara a carbón es lo más barato, mientras que generar con Fuel Oil es lo más caro) y; ii) el precio de compra del combustible para generar; segundo el costo de las compras de energía en el mercado spot, costo que contiene el gasto en energía comprada por la compañía cada vez que ha sido necesario cumplir los contratos con sus clientes (ya sean libres o regulados) y no ha tenido generación propia disponible.

Por otra parte, los costos fijos son principalmente asociados a la depreciación de las plantas y a la mano de obra y seguros involucrados.

Cuadro N° 9; "Resultados Consolidados"

MMUS$	2009	2010	2011	2012
Ventas Totales	**422,3**	**1.121,1**	**1.256,7**	**1.185,1**
Costos (MMUS$)	**305,6**	**844,6**	**955,4**	**1.019,1**
Mg de Explotación	27,6%	24,7%	24,0%	14,0%
GAV	14,1	38,3	46,2	50,2
GAV/Ventas	3,3%	3,4%	3,7%	4,2%
Resultado Operacional	102,6	238,2	255,1	115,8
EBITDA (MMUS$)	**186,4**	**337,8**	**365,6**	**258,4**
Crecimiento %		*81,2%*	*8,2%*	*-29,3%*
Mg EBITDA	44,1%	30,1%	29,1%	21,8%
EBITDA GWh Vendido	**1.303,5**	**46,1**	**48,7**	**27,0**

Con toda la información anterior, podemos observar en el cuadro N° 9 los resultados consolidados para la compañía E.CL para el periodo comprendido entre el año 2009 y el año 2012.

Capítulo N° 4; "Proyección de Flujos de Caja Libre"

Con el fin de construir el flujo de caja libre proyectado, estimaremos el Estado de Resultado Anual a partir de la información que se tiene entre el período comprendido entre el año 2009 a Junio de 2013 y se proyectará hasta Diciembre de 2017.

a) Proyección de Ingresos Operacionales

Para el cálculo de los Ingresos, consideraremos los mismos clientes que se aprecia en el Cuadro N° 2, para el año 2013. El precio de venta se mantendrá constante en lo observado a junio del año 2013.

Cuadro N° 10; "Proyección del Precio de Venta por tipo de Cliente"

PRECIOS	2013	2014	2015	2016	2017
Venta Clientes Regulados	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4
% Crecimiento	-2,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Venta Clientes Libres	113,8	113,8	113,8	113,8	113,8
% Crecimiento	-3,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Luego, para llegar a las ventas supondremos un nivel de ventas comprometido: El modelo asumirá que el nivel de energía vendida, tanto a clientes libres como a clientes regulados no crecerá, esto principalmente debido a la falta de nuevas centrales que permitan aumentar la generación. En caso de sobrar energía generada se vende al mercado spot. Así, la generación vendida se puede observar en el cuadro N° 11:

Cuadro N° 11; "Proyección de las Ventas de Energía"

Ventas Energía GWh	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Ventas Clientes Regulados	1.822	1.822	1.822	1.822
% Crecimiento	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ventas Clientes Libres	7.643	7.643	7.643	7.643
% Crecimiento	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ventas Spot	241	241	242	243
% Crecimiento	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
% Generación Total	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Ventas Totales SING	**9.706**	**9.706**	**9.707**	**9.708**

Cantidad de Giga Watts Hora (GWh), vendido separado por tipo de cliente

Las ventas por distribución de gas se modelarán como un porcentaje (0,3%) de los otros ingresos recién mencionados.

Los otros ingresos operacionales se modelarán como un porcentaje de los otros ingresos principales (Ventas a Clientes Regulados, libres y spot), lo cual provocará una caída en los ingresos para el año 2014 puesto que el año 2013 tiene 2 efectos no recurrentes: i) mayores ventas de combustibles, y ii) pagos de seguros asociados a las paralizaciones de centrales no recurrentes.

Todo lo anterior, ventas físicas y precios constantes, lo podemos resumir en el cuadro N° 12:

Cuadro N° 12; "Proyección de Ingresos"

Ventas Energía MMUS$	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Ventas Clientes Regulados	173,8	173,8	173,8	173,8	173,8
Ventas Clientes Libres	869,8	869,8	869,8	869,8	869,8
Ventas Spot	15,0	32,9	33,0	33,1	33,2
Ventas por distribución de gas	1,9	3,0	3,0	3,0	3,0
Otros ingresos operacionales	146,6	110,8	110,8	110,8	110,8
Ventas Totales	**1.207,1**	**1.190,2**	**1.190,4**	**1.190,5**	**1.190,6**

Ventas de la empresa, expresada en Millones de dólares

b) Proyección de Costos Operacionales

Los costos de explotación se modelan según la clasificación del cuadro N° 8. Por el lado de los costos fijos, los costos de generación dependerán de la generación de cada central y el combustible utilizado en el proceso de generación de energía (Gas, petróleo, etc.). La generación de cada central dependerá del factor de planta de cada tipo:

Centrales a Carbón: Al observar la historia, estas centrales siempre han funcionado con un factor de planta entorno al 79%. Sin embargo, debido a la entrada de CTA durante el año 2012 estos factores han bajado a niveles de 76,2% el año 2013. Por lo tanto proyectaremos un factor de planta que irá alcanzando el potencial con el correr de los años, considerando el potencial como el promedio antes de la entrada de nuevos centrales (años 2009 al 2011). Este aumento con respecto al año 2013 hará aumentar la generación con Carbón.

Centrales a Gas Natural: Se considera el último factor de planta, año 2013, el cual alcanza a 26,6%.

Centrales a Fuel Oil: No se utilizan desde el año 2009, por lo cual mantenemos el supuesto de no utilización.

Centrales a Diésel: Han venido bajando su factor de planta, puesto que es la forma de generar menos eficiente (más cara y más contaminante), sin embargo, el año 2013 hubo un aumento en el factor de planta, dado las paralizaciones no recurrentes de las plantas a carbón y el rump-up de las nuevas centrales, por lo cual dejaremos, para ser conservadores, una disminución al año 2017 alcanzando su mejor nivel (año 2012, en 8,1%)

Centrales Hidroeléctricas: Se considera el factor de planta promedio de los últimos 4 años, quedando este en 50,6%.

Así, los factores de planta proyectados son los siguientes:

Cuadro N° 13; "Proyección de factores de planta"

Generación (GWh)	2013	2014	2015	2016	2017
Carbón	7.473,0	7.535,8	7.598,6	7.661,3	7.724,1
Factor de Planta	76,2%	76,9%	77,5%	78,2%	78,8%
Gas Natural	1.605,0	1.605,0	1.605,0	1.605,0	1.605,0
Factor de Planta	26,6%	26,6%	26,6%	26,6%	26,6%
Fuel Oil	0	0	0	0	0
Factor de Planta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Diésel	356,0	323,0	290,0	257,0	224,0
Factor de Planta	12,8%	11,6%	10,4%	9,3%	8,1%
Hidroeléctrica	46,0	45,2	45,2	45,2	45,2
Factor de Planta	51,5%	50,6%	50,6%	50,6%	50,6%
Generación Total (GWh)	**9.481,2**	**9.510,1**	**9.539,9**	**9.569,7**	**9.599,4**

Para llegar a los costos de generación se deben considerar también, el costo por MW generado, el cual dejamos constante con respecto al último año y el costo del combustible comprado el cual también se mantiene constante.

Cuadro N° 14; "Proyección de costos de generación"

Consumo Especifco	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017
Carbón	m Ton/ GWh	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Gas Natural	MM m3/ GWh	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Fuel Oil	Ton/ GWh	-	-	-	-	-
Diesel	Ton/ GWh	238,0	238,0	238,0	238,0	238,0
Hidroeléctrica						
Costo Un. (US$/MWh)		**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Carbón		33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Gas Natural		0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Fuel Oil		-	-	-	-	-
Diesel		553,6	553,6	553,6	553,6	553,6
Hidroeléctrica						
Precio internacional		**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Carbón		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
Gas Natural		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Fuel Oil		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Diesel		2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Hidroeléctrica						
Costo de Gx por tipo		**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Carbón		250,6	252,7	254,8	256,9	259,0
Gas Natural		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Fuel Oil		-	-	-	-	-
Diesel		197,1	178,8	160,5	142,3	124,0
Hidroeléctrica		-	-	-	-	-
Total		**448,9**	**432,7**	**416,6**	**400,4**	**384,2**

Los costos de compra de energía son en el caso de que la generación de la compañía no coincida con sus obligaciones contractuales de venta de energía. El precio de compra será igual al Spot del mercado en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Por el lado de los costos fijos, la depreciación y amortización se proyecta como un valor fijo asociado a la capacidad de generación de la compañía; mientras que los otros costos dado que es un costo fijo se proyectan como un crecimiento igual al crecimiento real de los salarios, estimado en 1,5% para los últimos 10 años. Sin embargo, la base que consideraremos es la del año 2012, puesto que el año 2013 incluye efectos no recurrentes tales como mayores costos por ventas de combustibles y el costo de las mantenciones no recurrentes.

Finalmente Los Gastos de Administración y ventas se modelan como una cantidad fija en dólares por cada MW instalado de capacidad de generación, con un crecimiento real de 1,5% anual.

Todo lo anterior nos lleva al cuadro N° 15, que resume la proyección de costos operacionales.

Cuadro N° 15: "Proyección de los Costos Operacionales"

COSTOS DE GENERACIÓN MMUS$	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Costo Variable SING	**589,7**	**569,7**	**549,7**	**529,7**
Costo de Gx	432,7	416,6	400,4	384,2
Compras Energía en el Spot	157,0	153,2	149,3	145,5
Costos Fijos SING	**376,1**	**379,7**	**383,4**	**387,2**
Depreciación y Amortización SING	132,0	132,0	132,0	132,0
Dep/ GX US$ por MWh	13,9	13,9	13,9	13,9
Otros	244,1	247,7	251,4	255,2

GAV	**44,3**	**44,9**	**45,6**	**46,3**
GAV/MW	20.736	21.047	21.363	21.683

c) Proyección de las cuentas No Operacionales

Las cuentas no operacionales a proyectar son: Ingresos Financieros, Costos Financieros y Diferencias de Cambio. Las que se dejaron constante con respecto al año 2013.

Cuadro N° 16: "Proyección de las cuentas No Operacionales"

Cuentas no operacionales	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2017
	UF	UF	UF	UF	UF
Ingresos Financieros	58.846,6	58.846,6	58.846,6	58.846,6	58.846,6
Costos Financieros	-1.463.117,9	-1.463.117,9	-1.463.117,9	-1.463.117,9	-1.463.117,9
Diferencia de Cambio	- 47.447,7	- 47.447,7	- 47.447,7	- 47.447,7	- 47.447,7

d) Proyección del Estado de Resultado a Junio de 2013

Finalmente, y dado todos los supuestos mencionados anteriormente en ese capítulo, podemos obtener la proyección para el Estado de Resultados de la compañía E.CL, números que podemos observar en el cuadro N° 17.

Cuadro N° 17; "Proyección del Estado de Resultado a Junio de 2013"

Estado de Resultado Proyectado	31-12-2013 UF	31-12-2014 UF	31-12-2015 UF	31-12-2016 UF	31-12-2017 UF
Ingresos Ordinarios	26.613.995	26.242.757	26.245.311	26.247.865	26.250.419
Costo de Venta	-23.100.880	-21.293.445	-20.933.417	-20.574.599	-20.217.010
Ganancia Bruta	**3.513.114**	**4.949.312**	**5.311.895**	**5.673.267**	**6.033.410**
Otros Ingr. de Operación	359.099	359.099	359.099	359.099	359.099
Gastos de Administración	-992.433	-975.721	-990.356	-1.005.212	-1.020.290
Ingresos Financieros	58.847	58.847	58.847	58.847	58.847
Costos Financieros	-1.463.118	-1.463.118	-1.463.118	-1.463.118	-1.463.118
Diferencia de Cambio	-47.448	-47.448	-47.448	-47.448	-47.448
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	**1.428.061**	**2.880.971**	**3.228.918**	**3.575.435**	**3.920.500**
Gasto (ingreso) por Impuesto a las Ganancias	-365.184	-576.194	-645.784	-715.087	-784.100
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto	1.062.877	2.304.777	2.583.135	2.860.348	3.136.400

e) Ajustes al Estado de Resultados.

Para llegar al flujo de caja libre, debemos realizar algunos ajustes a partir del Estado de resultado. Estos ajustes consisten principalmente en la depreciación y amortización; resultado no operacional, inversión en reposición; e inversión en capital de trabajo. Todos estos puntos se desarrollaran a continuación:

i. Depreciación del Ejercicio y Amortización de Intangibles

Para este cálculo, se ajusta con el valor de la depreciación y Amortización al 30 de Junio de 2013 y se mantienen constantes para todos los años en proyección.

Cuadro N° 18; "Depreciación y Amortización"

	31-12-2013 UF	31-12-2014 UF	31-12-2015 UF	31-12-2016 UF	31-12-2017 UF
Depreciación	2.769.649	2.769.649	2.769.649	2.769.649	2.769.649
Amortización	387.960	387.960	387.960	387.960	387.960

ii. Resultado No operacional

Para este cálculo se devuelven al flujo de caja todas las partidas no operacionales, considerando que en caso de haber involucrado un desembolso de caja, estas partidas se devuelven después de impuestos, mientras que de ser partidas meramente contable el ajuste es antes de impuestos.

Cuadro N° 19; "Ajustes de cuentas no operacionales"

Ajustes de cuentas no operacionales	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2017
	UF	UF	UF	UF	UF
(-) Otros Ingresos después de impuestos	- 287.279,1	- 287.279,1	- 287.279,1	- 287.279,1	- 287.279,1
(-) Ingresos Financieros	- 47.077,3	- 47.077,3	- 47.077,3	- 47.077,3	- 47.077,3
(+) Costos Financieros	1.170.494,3	1.170.494,3	1.170.494,3	1.170.494,3	1.170.494,3
(+/-) Diferencia de Cambios	47.447,7	47.447,7	47.447,7	47.447,7	47.447,7

iii. Estimación de la Inversión de reposición

Para esta estimación, se considera que la inversión en reposición es el 100% de la depreciación del año, por lo tanto, la inversión en UF en reposición para el período, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 20; "Inversión en Reposición"

	31-12-2013 UF	31-12-2014 UF	31-12-2015 UF	31-12-2016 UF	31-12-2017 UF
Inversión en Depreciación	-2.769.649	-2.769.649	-2.769.649	-2.769.649	-2.769.649

La compañía no considera adiciones en plantas y/o capacidad instalada, por lo tanto, no se considera la existencia de inversiones en nuevos activos.

iv. Estimación de la inversión en capital de trabajo

Para estimar la inversión en capital de trabajo, consideraremos los ratios históricos de capital de trabajo para mantener el nivel de ventas.

Cuadro N° 21; "Ratios históricos de capital de Trabajo"

	31.12.2009 UF	31-12-2010 UF	31-12-2011 UF	31-12-2012 UF
Capital de Trabajo	3.322.516	2.292.826	2.744.246	2.703.310
(+) Deudores Comerciales y Otras CxC	2.159.401	2.582.725	3.146.228	3.654.716
(+) CxC a EERR, Corriente	2.469.836	2.708.487	1.262.856	41.719
(+) Inventarios	1.646.558	2.005.851	2.727.077	2.607.509
(-) CxP Comerciales y Otras CxP	-1.907.337	-3.616.737	-2.809.223	-3.019.942
(-) CxP a EERR, Corriente	-1.045.942	-1.387.501	-1.582.692	-580.692
CTON (% Ventas)	32,9%	9,4%	9,3%	10,9%
CTON (Días de Ventas)	119,9	34,2	34,1	39,7

Así, considerando el promedio de los últimos 3 años (2010-2012) la inversión en capital de trabajo debiera ser, como se muestra en Cuadro N° 22:

Cuadro N° 22: "Proyección de Inversión en Capital de Trabajo".

	31-12-2013 UF	31-12-2014 UF	31-12-2015 UF	31-12-2016 UF	31-12-2017 UF
Capital de Trabajo	2.666.695	2.666.946	2.667.198	2.667.450	2.667.450
CTON (% Ventas)	10,0%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
CTON (Días de Ventas)	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Inversión en Capital de Trabajo	- 36.615	252	252	252	0

A lo que se debe agregar el exceso de capital de trabajo a Junio del año 2013.

Capital de Trabajo Necesario 2013 en UF	1.485.316
Capital de Trabajo a Junio 2013 en UF	2.645.915
Exceso/Déficit de Capital de Trabajo en UF	1.160.599

Con lo anterior, podemos indicar que la Empresa E-CL, tiene un exceso de capital de trabajo de UF 1.160.599.-

f) Proyección de flujo de caja libre

Partiendo desde el Estado de Resultados proyectado en el cuadro N° 17 y considerando todos los ajustes realizados durante el presente capítulo, finalmente llegamos a lo que será el centro de nuestra valoración, el flujo de caja libre proyectado que presentamos en el cuadro N° 23:

Cuadro N° 23: "Proyección de flujo de caja libre".

	JUL-DIC13 UF	DIC-14 UF	DIC-15 UF	DIC-16 UF	DIC-17 UF
Utilidad Según EERR	531.439	2.304.777	2.583.135	2.860.348	3.136.400
(+) Depreciación	1.384.825	2.769.649	2.769.649	2.769.649	2.769.649
(+) Amortización	193.980	387.960	387.960	387.960	387.960
(-) Otros Ingr. después impuestos	-143.640	-287.279	-287.279	-287.279	-287.279
(-) Ingresos Financieros	-23.539	-47.077	-47.077	-47.077	-47.077
(+) Costos Financieros	585.247	1.170.494	1.170.494	1.170.494	1.170.494
(+/-) Diferencia de Cambios	23.724	47.448	47.448	47.448	47.448
Flujo de Caja Bruto	**2.552.036**	**6.345.972**	**6.624.330**	**6.901.543**	**7.177.595**
(-) Inversión en Reposición	-1.384.825	-2.769.649	-2.769.649	-2.769.649	-2.769.649
(-) Inversión en Capital de Trabajo	18.308	-252	-252	-252	0
Flujo de Caja Libre	**1.185.519**	**3.576.071**	**3.854.428**	**4.131.641**	**4.407.945**

Es importante mencionar, que el año 2017 no considera inversión en capital de trabajo, ya que lo definimos como el año de la perpetuidad, considerando esta sin crecimiento.

Capítulo N° 5; "Descripción del Financiamiento de la Empresa"

Para el cálculo y caracterización del financiamiento de la empresa tomaremos como referencia el único Bono emitido por la compañía en el mercado. Las características de este instrumento se presentan a continuación:

Bono	: ECLCI 5 5/8 01/15/21 Corp
Nemotécnico	: USP36020AA68 – ID EI5078221
Fecha de Emisión	: 09-12-2010
Valor Nominal (VN o D)	: USD 400.000,00 (M)
Moneda	: Dólar (USD)
Tipo de Colocación	: Extranjera
Fecha de Vencimiento	: 15-01-2021
Tipo de Bono	: Bullet
Tasa Cupón (k_d)	: 5,625%
Periodicidad	: Semestral
Número de pagos (N)	: 15
Motivo de la Emisión	: CAPEX y refinanciamiento de pasivos
Clasificación de Riesgo	: S&P BBB- 09-12-2010 Fitch BBB- 13-12-2010
Tasa de colocación el día de la emisión (k_b)	: 5,641% (Ver anexo Bloomberg)
Precio de venta el día de la Emisión	: US$ 399.480 (M)
Valor de Mercado	: 99,87%

Capítulo N° 6; "Estimación de la Estructura de Capital de la Empresa"

Considerando los balances de la compañía publicados en la Superintendencia de Valores y Seguros y tomando como muestra los balances desde el año 2009 a junio del año 2013, podemos calcular la deuda financiera que mantenía la compañía a cada cierre de año.

Cuadro N° 24; "Deuda Financiera de la Empresa"

Deuda Financiera UF	31-12-2009 (UF)	31-12-2010 (UF)	31-12-2011 (UF)	31-12-2012 (UF)	30-06-2013* (UF)
Otros Pasivos Financieros (corriente)*	47.214	1.212.382	381.376	431.208	477.365
Otros Pasivos Financieros (no corriente)*	4.946.161	14.464.742	16.033.996	16.221.619	16.579.687
DEUDA FINANCIERA	4.993.375	15.677.124	16.415.372	16.652.826	17.057.053

*al 30 de Junio de 2013.

Tomando la misma fuente de información podemos también calcular el valor del patrimonio económico de la compañía, el cual se presenta para todo el periodo bajo análisis en el cuadro N° 25.

Cuadro N° 25; "Resumen del Patrimonio Económico de la Empresa"

	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	30/06/2013*
N° Acciones	1.060.628.537	1.060.628.537	1.053.309.776	1.053.309.776	1.053.309.776
Precio de Cierre Ejercicio	905	1215,9	1380	1127	860
Patrimonio Económico MM$	959.869	1.289.618	1.453.567	1.187.080	905.846
Patrimonio Económico UF	45.832.704	60.106.510	65.199.854	51.972.029	39.638.537

*al 30 de Junio de 2013.

Con la información disponible procedemos a calcular la estructura de capital de la empresa para cada año y a determinar el leverage financiero objetivo.

Cuadro N° 26; "Estructura de Capital Objetivo (Resumen)"

	2009	2010	2011	2012	2013*	Promedio
B/V	0,10	0,21	0,20	0,24	0,30	0,21
P/V	0,90	0,79	0,80	0,76	0,70	0,79
B/P	0,11	0,26	0,25	0,32	0,43	0,27

*al 30 de Junio de 2013.

Como podemos observar en el cuadro N° 26, La estructura de Capital objetivo, se estima como un promedio simple de los años comprendidos entre 2009 y el 30 de Junio de 2013.

El leverage financiero objetivo, se estima en 21% y la razón deuda patrimonio económico, se estima en 0,27 veces.

Capítulo N° 7; "Estimación del Costo Patrimonial y Costo de Capital de la Empresa"

Para estimar el costo patrimonial de E-CL, consideraremos los siguientes supuestos;

Tasa libre de riesgo en UF	=	2,65%
Tasa libre de riesgo en US$	=	2,29%
Premio por riego de mercado Chileno real	=	7,20%
Tasa de Impuesto corporativo	=	20,00%

a) Estimación del Beta de la Acción

Considerando las transacciones en el periodo 2009 a junio del año 2013, a través de una regresión, logramos estimar el Beta Histórico para la acción de E.CL, el que se presenta en el cuadro N° 27:

Cuadro N° 27; "Estimación del Beta de la Acción histórico 2009 a 2013"[2]

Descripción	2009	2010	2011	2012	2013[3]
Beta de la Acción	1,1250	0,8425	0,9178	0,8968	0,8743
p-value (significancia)	0,0000%	0,0049%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Presencia Bursátil	100%	100%	100%	100%	100%

Como podemos observar, el beta de la acción para el año 2013, calculado a Junio de ese año alcanza a un 0,8743.

[2] Beta y P-Value calculado mediante regresiones matemáticas, Presencia Bursátil de acuerdo a las transacciones de la Bolsa de Comercio de Santiago

[3] Al 30 de Junio de 2013 se estima un beta de la acción de 0,8743.

b) Estimación del Costo de la Deuda

Con el fin de conocer el costo de la deuda (kb) utilizamos información entregada por bloomberg[4] y revisamos el porcentaje de cierre el día de colocación, es de 5,641% según lo observado en el capítulo 5.

Dado que la tasa está en dólares, y nuestra valoración es en pesos reales (En UF) debemos hacer ajustes a la tasa para poder utilizarla en nuestra tasa de descuento.

Lo primero será considerar la tasa real en dólares, pero en Chile, para lo cual utilizaremos la tasa real de USA (Treasury 10) más el premio por riesgo de Chile (CDS). Así, estamos calculando un rf en USD. Considerando que el spread real de la deuda se ha mantenido constante, y con el fin de incluir las tasas libres de riesgos de estados Unidos y Chile, sumaremos el indexado de la tasa de bonos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años a Diciembre de 2010 y el promedio de los últimos dos años de los CDS Chilenos, también a Diciembre de 2010, con esto tenemos que:

$$Tasa\ Treasury\ 10 + CDS\ = rf\ USD$$

Si reemplazamos los valores de la fórmula con los valores reales, tenemos que:

$$1{,}044\% + 1{,}245\%\ = 2{,}289\%$$

Además, tomaremos como supuesto, que el riesgo de no pago de la deuda es el mismo en dólares que en UF, por lo tanto, el beta de la deuda es el mismo en UF o en dólares. Así, reemplazamos en la fórmula de Costo de la Deuda Kd y obtenemos el Beta de la deuda.

[4] Ver Anexo; Pantalla de Bloomberg

$$k_{b,i} = r_f US\$ + \lfloor E(R_m) - r_f \rfloor \beta_{d,i}$$

$$5{,}641\% = 2{,}289\% + 7{,}2\% * \beta_{d,i}$$

Reemplazando en la fórmula ya podemos calcular el Beta de la deuda.

$$\beta_{d,i} = \frac{5{,}641\% - 2{,}289\%}{7{,}2\%}$$

$$\boldsymbol{\beta_{d,i} = 0,4656}$$

Por lo tanto tenemos que el Beta de la deuda es de **0,4656**.

Ahora con el Beta de la deuda calcularemos el costo de la deuda de largo plazo en UF en Junio del año 2013.

$$k_{b,i} = r_f \ + \ [E(R_m) - \ r_f \ ]\beta_{d,i}$$

$$K_{b,i} \ = 2{,}65\% + [7{,}2\% * 46{,}56\%]$$

$$K_{b,i} \ = 6{,}002\%$$

c) Estimación del Beta Patrimonial sin deuda

Considerando que la deuda es riesgosa, utilizaremos la fórmula de Rubinstein para calcular el Beta del patrimonio sin deuda y conocido ya el valor del beta patrimonial con deuda reemplazamos los valores en la siguiente fórmula:

$$\beta_p^{C/D} = \beta_p^{S/D}\ \left[1 +\ (1 - t_c)\frac{B}{P}\right] - (1 - t_c)\beta\frac{B}{P}$$

$$0{,}8743 = \beta_p^{S/D}\ [1 +\ (1 - 20\%)0{,}43] - (1 - 20\%) * 0{,}4656 * 0{,}43$$

$$\boldsymbol{\beta_p^{S/D} = 0{,}7720}$$

Por lo tanto tenemos que el Beta Patrimonial sin deuda es 0,7720.

d) Estimación del Beta Patrimonial Con deuda

Tomamos el beta patrimonial sin deuda y lo apalancamos en base a la estructura de capital objetivo, indicado en el Cuadro N° 26.

$$\beta_p^{C/D} = \beta_p^{S/D}\ \left[1 +\ (1 - t_c)\frac{B}{P}\right] - (1 - t_c)\beta\frac{B}{P}$$

$$\beta_p^{C/D} = 0{,}7720\ [1 +\ (1 - 20)0{,}27] - (1 - 20\%) * 0{,}4656 * 0{,}27$$

$$\boldsymbol{\beta_p^{C/D} = 0{,}8382}$$

Por lo que tenemos que el Beta Patrimonial con Deuda Estimado es de **0,8382.**

e) Estimación del Costo Patrimonial

$$k_p = r_f + \left[E(Rm) - r_f\right] \beta_p^{C/D}$$

$$k_p = 2{,}65\% + [7{,}2\%] * 0{,}8382$$

$$k_p = \mathbf{8{,}685\%}$$

Por lo tanto tenemos que el costo del Patrimonio es 8,685%.-

f) Estimación del Costo de Capital

Considerando que ya tenemos el costo del patrimonio, el costo de la deuda y los demás ratios, podemos calcular el costo de Capital (k_0), con la siguiente fórmula:

$$k_0 = kp\frac{P}{V} + kb\,(1 - t_c)\frac{B}{V}$$

Si reemplazamos con los valores calculados anteriormente, tenemos que:

$$k_0 = 8{,}6851\% * 79\% + 6{,}0022\%\,(1 - 20\%)21\%$$

$$\boldsymbol{k_0 = 7{,}8696}\%$$

Por lo tanto tenemos que el Costo de capital de E-CL, es de 7,8696%, tasa de descuento de los activos de la empresa.

Capítulo N° 8; “Valoración económica de la Empresa y su Precio por Acción”

a) Valoración al 30 de Junio de 2013

Luego de obtener el flujo de caja libre proyectado, podemos descontar estos flujos a la tasa de costo de capital de 7,87% calculada en el capítulo anterior. Acá obtenemos el valor de los activos, que considerando la perpetuidad alcanza a UF 56.350.478. Además debemos considerar lo que se identifica como activos prescindibles: los otros activos financieros corrientes, los que alcanzan a Junio del año 2013 la cantidad de UF 1.629.207. Sumado a lo anterior, incluimos el exceso de capital de trabajo calculado en el cuadro N° 21 del capítulo 4, llegando a un valor total de los activos de UF 56.284.135, lo que descontado de la Deuda Financiera nos da un patrimonio de UF 40.922.632.

Todos estos cálculos están resumidos en el cuadro N° 25:

Cuadro N° 28; “Valor Económico de la Empresa”

Valor	UF	MM$
Tasa de Costo de Capital	7,87%	7,87%
Activos (2013-2017)	16.517.963	377.480
Perpetuidad	39.832.515	910.279
Activos Prescindibles	1.629.207	37.232
Exceso de Capital de Trabajo	1.160.599	26.523
Deuda Financiera	17.057.053	389.799
Patrimonio	40.922.632	935.191

b) Cálculo del precio de la acción

Con el valor del patrimonio, podemos fácilmente llegar a nuestro valor por acción dividiendo por el número de acciones en circulación de la compañía, las que alcanzan a 1.053.309.776. Cálculos presentados en el cuadro N° 29:

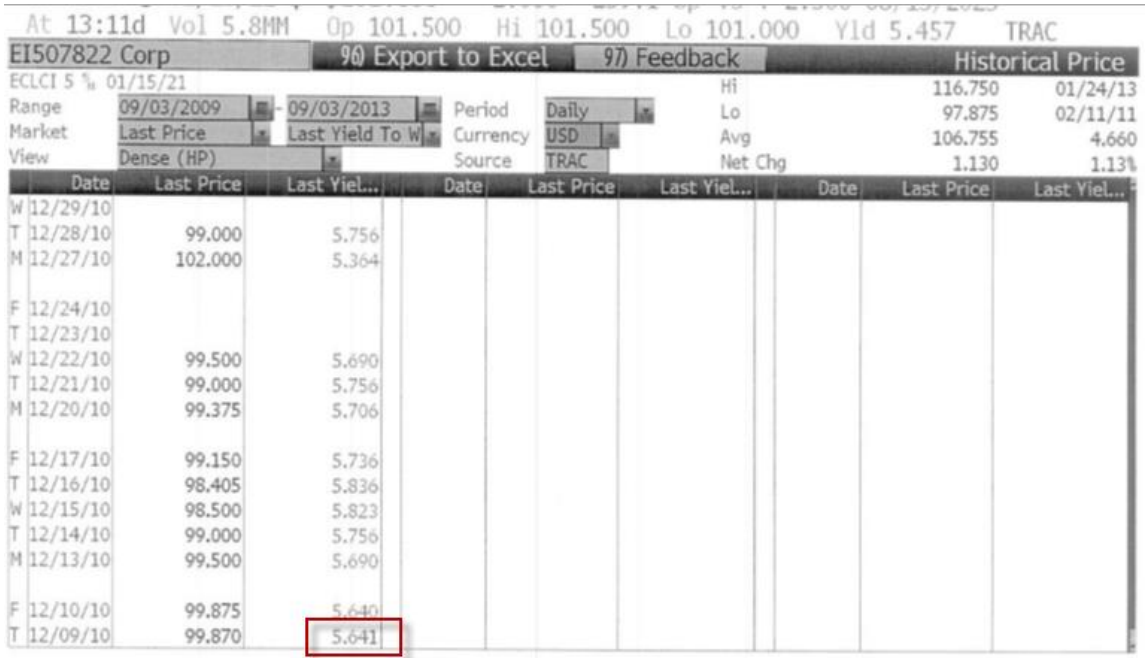
Cuadro N° 29; "Precio por Acción"

Valor	Monto
Patrimonio en MM$	935.191
Número de Acciones	1.053.309.776
Precio Acción en UF	0,0389
Precio Acción en $	887,86
Precio Acción en $ al 30/06/2013	858,19
Upside	3,46%

Considerando el método de Flujo de caja descontado, el valor del patrimonio de la compañía al 30 de junio del año 2013 es de UF 40.922.632 lo que dividido por el número de acciones en circulación de la compañía da un valor en UF para cada acción de 0,0389, lo que considerando el dólar observado y la UF al 30 de junio del año 2013 equivale a $887,86. Como referencia, es importante mencionar que el precio de cierre de la acción de E.CL el día de la valoración en la Bolsa de Comercio de Santiago es de $858,19, es decir, nuestra valoración por flujo de caja descontado da un valor 3,46% más alto que el precio de mercado a esa fecha.

ANEXOS

- Pantalla de Bloomberg el día de colocación de la deuda



At 13:11d Vol 5.8MM Op 101.500 Hi 101.500 Lo 101.000 Yld 5.457 TRAC

EI507822 Corp | 96) Export to Excel | 97) Feedback | Historical Price

ECLCI 5 ⅞ 01/15/21

Range 09/03/2009 - 09/03/2013 Period Daily

Market Last Price Last Yield To W Currency USD

View Dense (HP) Source TRAC

	Hi	
Hi	116.750	01/24/13
Lo	97.875	02/11/11
Avg	106.755	4.660
Net Chg	1.130	1.13%

	Date	Last Price	Last Yiel...	Date	Last Price	Last Yiel...	Date	Last Price	Last Yiel...
W	12/29/10								
T	12/28/10	99.000	5.756						
M	12/27/10	102.000	5.364						
F	12/24/10								
T	12/23/10								
W	12/22/10	99.500	5.690						
T	12/21/10	99.000	5.756						
M	12/20/10	99.375	5.706						
F	12/17/10	99.150	5.736						
T	12/16/10	98.405	5.836						
W	12/15/10	98.500	5.823						
T	12/14/10	99.000	5.756						
M	12/13/10	99.500	5.690						
F	12/10/10	99.875	5.640						
T	12/09/10	99.870	5.641						

- Información de respaldo: en CD Adjunto, se respalda todos los cálculos utilizados en esta Tesis