



**VALORACIÓN COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD
(GRUPO CGE)
Mediante Método de Flujo De Caja Descontado**

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

**Alumno: Felipe Miguel Villagrán Miranda
Profesor Guía: Aldo Bombardiere Rosas**

Santiago, Marzo 2016

Dedicatoria

Para la mujer de mi vida, para ti Natalia.

Para mis padres por su compromiso desde y por siempre.

Para mi hermana mi partner para toda la vida.

Para ti mi nona que todo comenzó por ti.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	1
CAPÍTULO I: METODOLOGÍA.....	3
CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA E INDUSTRIA.....	6
2.1 Industria Eléctrica.....	6
2.1.1 Chile.....	6
2.1.2 Argentina.....	12
2.2 Industria del Gas.....	12
2.2.1 Chile.....	12
2.2.3 Argentina.....	15
2.2.4 Colombia.....	16
2.3 Descripción de la empresa.....	17
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL FINANCIAMIENTO DE LA EMPRESA...21	
CAPÍTULO IV: ESTIMACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL DE LA EMPRESA.....28	
4.1 Deuda financiera de la empresa.....	28
4.2 Patrimonio económico de la empresa.....	29
4.3 Estructura de Capital Objetivo.....	29
CAPÍTULO V: ESTIMACIÓN DEL COSTO PATRIMONIAL DE LA EMPRESA.....31	
5.1 Beta de la compañía.....	31
5.2 Costo de la deuda.....	31
5.3 Beta de la deuda.....	32
5.4 Costo Patrimonial.....	33
5.5 Costo Capital.....	34
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS OPERACIONAL DEL NEGOCIO E INDUSTRIA....35	
CAPÍTULO VII: PROYECCIÓN DE EERR.....58	
CAPÍTULO VIII: PROYECCIÓN ESTADOS DE RESULTADOS.....73	
CAPÍTULO IX: PROYECCIÓN DE FLUJOS DE CAJA LIBRE.....76	
CAPÍTULO X: VALOR ECONÓMICO DEL PATRIMONIO Y PRECIO DE LA ACCIÓN.....78	

CONCLUSIONES.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXOS	83

RESUMEN EJECUTIVO.

El siguiente informe tiene como objetivo obtener una valorización económica tanto del grupo como una valorización por acción de la Compañía General de Electricidad al 30 de junio del 2015 a través del método de flujo de caja libre. Con el objetivo de efectuar la estimación del valor del grupo se analizó e investigó respecto a la descripción de la empresa, la industria en la cual opera y al financiamiento que presenta. Por otra parte, se determinó la estructura de capital y el costo patrimonial, además de considerar información relacionada a proyecciones de distintos analistas y políticas de inversión de la compañía para los próximos años, lo que permitió proyectar los Estados de Resultados desde Junio del 2015 a diciembre 2019.

La metodología utilizada para la valoración económica del precio de la acción consistió en aplicar Flujos de Caja Descontados para los periodos Junio del año 2015 a diciembre del año 2019, a una tasa de costo de capital (WACC) estimada de 4,25%, proyectándose, además, un valor terminal de la empresa a partir del 2019, a través del método de “Valor de Perpetuidad sin Crecimiento”, que corresponde al valor de la compañía a partir del año siguiente de proyección (2020) sin considerar las oportunidades de crecimiento de la compañía¹.

Finalmente se llegó a un precio objetivo de la acción de \$5.986, este precio de la acción obtenido se encuentra por sobre del precio observado por el mercado que es de \$3.300, donde a lo largo del desarrollo de este proyecto y en base a los supuestos que serán descritos, se explicara en detalle cómo se obtuvo este precio y los supuestos del por qué el precio calculado es mayor al precio de mercado.

La Compañía General de Electricidad es un grupo de aproximadamente 56 empresas que se dedican a la transmisión y distribución de electricidad (Siendo la segunda empresa más importante de electricidad a nivel nacional medida por número

¹ Supuesto establecido por la escuela de postgrado de la Universidad de Chile.

de clientes) además de la distribución de gas licuado y gas natural. Esta empresa es controlada actualmente por el grupo español la Caixa a través de Fenosa Chile.

La compañía presenta operaciones en Argentina, Chile y Colombia, donde el grueso de sus ingresos corresponde por sus operaciones en Chile, principalmente del sector eléctrico e inversiones en el mercado del gas desde Arica a Punto Williams, siendo las empresas más representativas de este grupo METROGAS, GASCO, CONAFE, CGE Distribución, entre otras.

CAPÍTULO I: METODOLOGÍA².

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor para la compañía, pero al existir distintas metodologías que ofrece la literatura, los resultados obtenidos a través de estos métodos nunca serán exactos ni únicos y además dependerán de la situación de la empresa en un determinado momento y del método utilizado. Dentro de los métodos de valorización más conocidos se encuentran:

- El modelo de descuento de dividendos.
- Opciones reales.
- Flujos de caja descontados.
- Y múltiples o comparables.

Para este proyecto de valorización nos concentraremos en el método de flujo de caja descontado donde este es cada vez más utilizado, ya que considera a la empresa como un ente generador flujos, y por ello como un activo financiero. Este 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.

En una valoración por FCD, los flujos de la empresa 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, una valoración por FCD será altamente sensible a la tasa de descuento, la cual se utilizara para traer estos flujos a valor presente.

A pesar de la rigurosidad de los fundamentos teóricos, los parámetros de valoración incluidos a través de una metodología de valorización por FCD son

² Para la descripción de la metodología se utilizo como base el documento descriptivo entregado por la escuela de postgrado de la Universidad de Chile.

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.

Tal como se mencionó con anterioridad, la valoración basada en descuento de flujos se determina bajo una tasa de descuento (WACC) aplicado a cada flujo proyectado para traer estos flujos a valor presente, donde esta tasa es calculada bajo la siguiente fórmula:

$$WACC = K_p * \frac{P}{V} + K_b * (1 - T_c) * \frac{B}{V}$$

La determinación de la tasa de descuento es uno de los puntos más importantes. 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 como se observa en la ecuación, como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (k_b) y la rentabilidad exigida por los accionistas, denominada 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.

Así una vez que se obtiene este costo de capital promedio ponderado, se descuentan los flujos mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Valor Actual} = \sum_{t=0}^n \frac{E(FCF_t)}{(1 + WACC)^t}$$

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, implica 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. Una vez obtenido este patrimonio económico simplemente se divide por el número de acciones que presenta la empresa dando como resultado el precio objetivo de la acción.

CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA E INDUSTRIA.

2.1 Industria Eléctrica.

2.1.1 Chile.

La naturaleza de la industria eléctrica genera condiciones de monopolio natural dentro de esta industria, con altas barreras de entrada sumado a escenarios predecibles de costos de energía, oferta, demanda y nivel de precios, por lo que no se puede hablar de competencia como tal como existe en otras industrias. Aun de esta forma se explicara las industrias relevantes que presenta el sector.

En el ciclo de vida de la electricidad, CGE se encuentra presente mayoritariamente en los procesos de transmisión y distribución, aun cuando igualmente presenta una pequeña participación en la generación de energía eléctrica. Para realizar el Benchmark en este trabajo se realizara este análisis por sub industrias en las cuales se desempeña, dado que en la mayoría de estas industrias, las empresas se mueven a través de un monopolio natural.

2.1.1.1 Generadora.

La industria eléctrica en Chile presenta 6 sistemas de interconexión de energía eléctrica que se conectan a las empresas de transmisión y a su vez estas a las distribuidoras, donde la generación de electricidad es a través de diferentes tipos de métodos (Carbón, Diesel, Eólica, etc.). Los sistemas de interconexión en el país son los siguientes:

- Sistema interconectado del norte grande (SING): Cubre la XV, I y II región, sus principales operadores son E-CL y Gas Atacama con un 43% y 19% de participación de generación respectivamente.

- Sistema interconectado central (SIC): Cubre entre la III y X región del país, sus principales operadores son ENDESA y COLBUN, presentando una participación de generación 18% y 24% respectivamente.

- Sistema eléctrico de Aysén: Cubre la región de Aysén y es operado en un 100% por EDELAYSEN.

- Sistema eléctrico Magallanes: Cubre la región de Magallanes y es operado en un 100% por EDELMAG.

- Sistema eléctrico de los lagos: Cubre las comunas de Hualache y Cochamo en la región de los lagos y es operado en un 100% por SAGESA.

- Sistema eléctrico de Isla de Pascua: Cubre la isla Chilena ubicada en la polinesia y es operada por Sasipa SpA y Caterpillar en un 88% y 12% respectivamente.

Actualmente, el SIC (Sistema interconectado central) y el SING (Sistema interconectado del norte grande) representan el 99% de la generación de energía en el país (El SING cubre el 22% de la demanda, mientras que el SIC el 77%), donde la mayor generación de energía se produce por plantas a petróleo Diesel (que representan un 24% del total de las plantas).

Dentro de esta industria CGE presenta una pequeña participación, teniendo solo el 0,6% del total de generación de energía que se produce en el país a través de las empresas EDELMAG que opera en Magallanes y Gas Sur que opera en Talcahuano. Las principales empresas de generación en el país que comprenden el 88% de la generación eléctrica son:

Tabla N°1. Principales empresas de energía en Chile.

Empresas	Potencia instalada (MW)	% de Participación
ENDESA	6.366	36%
COLBÚN	2.947	17%
AES GENER	2.778	16%
SUEZ ENERGY ANDINO	2.180	12%
E.E. GUACOLDA	608	3%
PACIFIC HYDRO	541	3%
SUBTOTAL	15.420	88%
TOTAL	17.555	

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Donde la descripción de las 3 principales empresas es la siguiente:

- ENDESA: Empresa de capitales españoles, es la principal generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 6.366 MW de potencia, lo que representa el 36% de la capacidad instalada en el mercado local. El 61,7% de la capacidad instalada de la empresa en Chile es hidráulica, el 36,9% térmica y 1,4%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que abarca desde Taltal a Chiloé, territorio en el que vive alrededor del 93% de la población. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de su filial celta y mediante la sociedad de control conjunto Gas Atacama Chile S.A., dando suministro a diversas empresas mineras. Endesa y sus filiales opera con 186 unidades en cinco países: Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Perú con una capacidad instalada de 14.185 MW.
- COLBUN: Empresa dedicada a la generación y comercialización de energía eléctrica. La empresa opera en el sistema interconectado central (Desde Taltal hasta Chiloé) generando el 17% del total de energía generada en Chile. La

principal fuente de generación de energía de la empresa son las centrales a gas natural que representan el 38% de su generación pese a que cuenta con más centrales de pasadas. Es la única empresa de generación eléctrica en Chile con el total de sus capitales chilenos.

- AES GENER: Empresa de capitales norteamericanos, productora y distribuidora de electricidad, es la tercera empresa más importante del país en generación de electricidad con un 16% del total producido a nivel nacional. La empresa presenta operaciones en Chile Argentina y Colombia y pertenece a AES Corporation, empresa que desarrolla negocios en los 5 continentes. En Chile inyecta energía al sistema interconectado central, siendo sus generadoras de energía más importante las generadoras a carbón que posee, representando un 41% de la energía que genera.

2.1.1.2 Transmisión.

En lo correspondiente a la transmisión de energía en Chile, dado su característica del sector, constituye un oligopolio natural. La función es transportar la electricidad producida por las compañías generadoras, a través de sistemas de transmisión construidos con la obtención previa de la concesión. En este sector existen 8 empresas a lo largo de Chile las cuales son las siguientes³:

- Transelec S.A.
- Compañía Transmisora del Norte Chico S.A. (CTNC S.A.).
- Transchile Charrúa Transmisión S.A. (Transchile S.A.).
- Transnet S.A.
- Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS).
- Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada (Transquillota Ltda.).
- Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (Transemel).
- ELEC NOR.

³ Información obtenida de la Comisión Nacional de Energía

Estas empresas a abril del 2015 presentan 16.609 Km de líneas de transmisión en el SIC, donde CGE participa en un 21% de estas líneas con 3.524 km de líneas a través de Transnet y empresa eléctrica de Antofagasta. En el sistema interconectado central actualmente la empresa TRANSELEC S.A. es la dominante del mercado, con un 39% de las líneas que presenta este sistema, donde CGE presenta una participación del 21%. En el caso del SING la empresa está presente con 1.010 Km de líneas de tensión que corresponden al 14,3% de la cuota de mercado, en este caso, el actor relevante de este mercado es E-CL S.A.

En el sector de transmisión las tarifas se determinan a través de un peaje que deben de cancelar las empresas generadoras a las empresas transmisoras donde se trata de prorratear el costo de las líneas (de capital, mantención y operación) entre los generadores que las usan. Estos peajes no se fijan sino que se negocian bilateralmente y las empresas propietarias de las líneas tienen la facultad de fijar el valor de los peajes, previa justificación de los mismos, pudiendo además ser negociados con la empresa generadora. En caso que no exista acuerdo entre las partes, la situación es sometida a arbitraje.

2.1.1.3 Distribución.

Finalmente en la distribución de energía existen 30 empresas en Chile, donde este sistema de distribución está constituido por líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar servicios de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en las diferentes zonas geográficas. Estas empresas de distribución operan bajo concesión, teniendo todas sus tarifas reguladas por decretos. Las empresas más importantes dentro de la distribución de la energía a nivel nacional son:

Tabla N°2. Principales empresas de distribución en Chile.

Empresa	Región	Clientes	Energía Vendida (GWh)	% de participación en energía vendida (GWh)
CHILECTRA	RM	1.710.954	15.614	44%
CGE DISTRIBUCIÓN	RM, VI, VII, VIII y IX	2.159.496	9.024	25%
CHILQUINTA ENERGÍA	V	549.185	2.425	7%
SAESA	IX,XyXIV	384.384	2.065	6%
CONAFE (CGE)	III,IV,VyVII	392.221	1.716	5%
SUBTOTALES		2.652.360	19.754	55%
TOTAL NACIONAL		6.016.079	35.847	100%

Fuente: Comisión Nacional de Energía..

De estas las principales empresas son:

- Chilectra: Empresa filial del grupo Enersis, la cual es la primera empresa distribuidora del país. Opera netamente en la región metropolitana y presenta dos filiales, las cuales son empresa eléctrica de Colina y luz Andes, ambas también de la región metropolitana. Sus ventas de distribución se centran en el sector comercio seguido de las ventas al sector residencial.
- Chilquinta Energía: Empresa que opera en la quinta región con Chilquinta, Compañía eléctrica de litoral y energía de Casablanca, en la VII región a través de su filial Luz Linares y VIII región con Luz Parral, representando el 25,86% de las ventas a nivel nacional de energía en cuanto a la distribución. La empresa es controlada por el grupo Sempra Energy de capitales estadounidense.

- Saesa: Empresa perteneciente al Grupo Saesa la cual opera en la regiones IX,X y XIV a través de Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelaysen, donde participa en un 9% de la venta de energía a nivel nacional con 384 mil clientes.

2.1.2 Argentina⁴.

Al igual que en Chile, Argentina cuenta con el mismo ciclo el cual es generación, transmisión y distribución. CGE no presenta operaciones en las generadoras en el país trasandino, por lo que el análisis de esta sub industria no se realizara para efectos del Benchmark.

2.1.2.1 Distribuidoras.

En argentina existen 46 empresas distribuidoras donde CGE presenta participación en EDET y EJESA, empresas que presentan el 3.6% del total del mercado de venta de energía en el país. Las principales distribuidoras en argentina corresponden a EDESUR (Grupo Enersis) y EDENOR (Pampa Energía) con un 18.4% y 21.4% de la ventas de energía a nivel nacional respectivamente.

2.2 Industria del Gas.

A diferencia de la industria de energía eléctrica, la industria del gas licuado presenta características propias de un mercado maduro y competitivo donde los principales competidores pertenecen a los grupos CGE, Copec y Lipigas.

2.2.1 Chile.

2.2.1.1 Gas Licuado.

La industria del gas en el mercado Chileno se desenvuelve en 2 sectores, el sector del gas licuado (GLP) y el sector del gas natural. En el primer sector del gas licuado, Gasco,

⁴ Información obtenida del Ente Nacional de Regulación de Energía Argentina y el Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios Argentina

Gas Mar y Gas Magallanes perteneciente al grupo CGE presenta a finales del 2014 una participación de mercado del 21%.

En Chile existen 46 plantas de recepción de gas licuado, donde 3 corresponde a poliductos (redes de tuberías destinadas al transporte) entre Chile y Argentina y 43 corresponden a terminales marítimos, siendo en este último caso el más importante el terminal de Quinteros. En lo correspondiente al almacenamiento y distribución, existen 32 lugares de almacenamiento y 29 plantas de almacenamiento y distribución.

En Chile, la única empresa productora de gas licuado es la empresa nacional del petróleo (Enap), teniendo como importadores de este producto a las siguientes empresas⁵:

- Empresa nacional del petróleo.
- Gasmar S.A.
- Norgas S.A.
- Empresas Lipigas.
- Gasco S.A.
- Abastible S.A.

De las empresas nombradas, solo 3 corresponden a empresas envasadoras y/o distribuidoras de este producto, las cuales son Abastible S.A, Empresa Lipigas y Gasco S.A. Estas empresas distribuidoras se abastecen de la producción o importación que se realiza en Chile, siendo un porcentaje en partes iguales de estas dos, es decir, se produce la misma cantidad de la que se importa en el país. De estas las competencias directas de Gasco S.A son las siguientes:

- Abastible S.A: Empresa perteneciente al grupo Copec, que a su vez es controlada por el grupo Angelini. Distribuye y comercializa gas licuado a clientes residenciales e industriales desde la I a la XII región. La empresa es segundo

⁵ Información obtenida de la Comisión Nacional de Energía.

actor de mercado con una participación del 36% a nivel nacional. La empresa presenta 18 oficinas de venta a nivel nacional, 1.500 puntos de ventas y 10 plantas de almacenamientos y envasados.

- **Empresas Lipigas:** Empresa con mayor nivel de participación de mercado a nivel nacional teniendo el 37% de las ventas, siendo controlada por las familias Yaconi, Santa Cruz, Noguera y Vinagre. Posee 14 plantas de almacenamiento y/o envasado y 25 oficinas de ventas distribuidas a lo largo del país. A esto se suma una red de distribución tercerizada con más de 2.400 puntos móviles de venta.

2.2.2 Gas Natural.

En Chile, durante el año 1997, se comenzó la importación de gas natural a la zona central desde argentina, sin embargo, durante el año 2004 el envío de gas natural desde este país se vio paralizado debido a fuertes restricciones producto de la escases de la producción de gas natural que ellos presentaban, esto empujo al gobierno impulsar la construcción de terminales de regasificación de gas natural licuado en el centro y norte del país para poder importar este producto a diferentes partes. Es así que en la actualidad se cuenta con 2 plantas de gas natural en el país, la primera es la terminal de regasificación de gas natural en la bahía de Quintero el cual pertenece a ENAP S.A, Metrogras S.A, Endesa S.A y BG group la cual se enfoca en satisfacer la demanda de gas natural en la zona central del país. La segunda planta se encuentra ubicada en la región de Antofagasta y es propiedad de la empresa Suez Energy, esta planta se encuentra enfocada en abastecer la demanda de la zona norte de Chile, especialmente del sector minero.

El Grupo CGE concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en 4 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, a través de GASCO y sus relacionadas, presentando como clientes a residenciales, comerciales e industriales (En ambos países). Dos son los principales participantes en la distribución de gas natural en Chile:

- Metrogras; El grupo CGE presenta una participación del 51,8%, Empresas Copec un 39.8% y Trigas un 8.33%. A nivel nacional, la empresa presenta una participación de mercado del 85% poniéndola como el único actor relevante de esta industria en Chile.
- GasValpo: Empresa controlada por fondo de pensión de Australia y fondo de inversión Japonés. GasValpo es una empresa de distribución que opera principalmente en los en los sectores de Valparaíso, Coquimbo, La Serena, Talca y Los Andes. Entre sus principales clientes están las industrias más importantes en sus zonas de concesión, esto es, Fundición Ventanas y Fundición Caletones de la División El Teniente.

2.2.3 Argentina.

En lo que corresponde a Argentina, la empresa es un actor menor en el mercado, presentando una participación de mercado de solo el 6%, donde los actores relevantes son los siguientes:

Tabla N°3. Principales empresas de Gas en Argentina.

Empresa	Zona	Usuarios Totales	Usuarios Residenciales	Grandes Usuarios
METROGAS	Metropolitana	28%	29%	19%
GAS NATURAL BAN	Buenos Aires Norte	19%	19%	11%
CAMUZZI GAS PAMPEANA	Bs Aires - Bahía Blanca-Pampa Norte-Pampa Sur	16%	15%	7%
LITORAL GAS	Litoral	8%	8%	13%
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO	Centro	8%	8%	6%
CAMUZZI GAS DEL SUR	Bs Aires Sur- Chubut Sur- Santa Cruz Sur- Tierra del Fuego- Neuquen	8%	7%	9%
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA	Cuyo	7%	7%	19%
GASNOR	Tucuman-Salta	6%	6%	16%
GAS NEA	Entre Ríos	1%	1%	1%

Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas- Argentina.

2.2.4 Colombia.

Gas Licuado⁶.

Colombia es un mercado al cual la empresa entro en el año 2010, donde al igual que en Chile, presenta la competencia de Abastible y Lipigas en la distribución de gas licuado, teniendo estas 3 empresas Chilenas un 66% del mercado Colombiano. En este País CGE a través de su subsidiaria Inversiones GLP presenta un 21% de la cuota de mercado abasteciendo a 26 de los 32 departamentos de ese país, teniendo acceso a un 80% de la población. En cuanto a su competencia, Abastible presenta una participación del 33,1% en el mercado de distribución, actualmente esta empresa presenta 5 empresas regionales para la distribución y comercialización. Por ultimo se encuentra la empresa Lipigas, donde esta empresa presenta el 17% de participación en el mercado

⁶ Información obtenida de la Comisión de Regulación de Energía y Gas Colombia

colombiano, estando presente con 16 plantas de almacenamiento y envasado de gas licuado de petróleo (GLP), cubriendo el 90% de la población nacional.

2.3 Descripción de la empresa.

A continuación se adjunta un cuadro resumen donde se presentan la información más relevante del grupo.

Razón Social	COMPANIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A
Rut	90.042.000-5
Nemotécnico	CGE
Industria	Industria de la generación de energía, a través Transmisión-Distribución de electricidad y la distribución de gas licuado y gas natural
Regulación	Chile: Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Ministerio de Energía, Centro de Despacho Económico de Carga Argentina: Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y el organismo encargado de despacho (OED) Colombia: Comisión de regulación de Energía y Gas, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Tipo de Operación	La compañía general de electricidad (CGE) se desempeña en la industria de la de energía, a través de la distribución y transmisión de electricidad y del almacenamiento, transporte y distribución de gas. En Chile se desempeña en la industria de la electricidad, gas licuado y gas natural, en Argentina en la transmisión y distribución de energía además de la distribución y comercialización de gas natural y por último en Colombia participa en la distribución de gas licuado

El control de la empresa corresponde a la entidad de capitales españoles La Caixa a través de Gas Natural Fenosa Chile, con una participación del 97% en la propiedad de la empresa, el restante 3% junto con los controladores se desglosa de la siguiente manera:

Tabla N°4. Accionistas Grupo CGE.

Accionista	Participación
GAS NATURAL FENOSA CHILE S.P.A.	96,7013%
FREE FLOAT	2,1094%
ESCOBAR SALAZAR, HUGO ORLANDO	0,3996%
INMOBILIARIA E INVERSIONES RUTA LTDA.	0,1179%
BENAVIDES DE FIGUEROA, TERESA	0,1165%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	0,0963%
CASTILLO CALDERÓN, MARÍA LUISA EUGENIA	0,0902%
DATZIRA SAGALAS, JUAN	0,0852%
LARRAÍN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	0,0696%
BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO, BOLSA DE VALORES	0,0613%
BRITO VDA. DE FERRETTO Y OTRO, PASCUALA	0,0544%
BANCO DE CHILE POR CTA. DE TERCEROS CAP. XIV RES. 5412 I43	0,0492%

Fuente: Memoria CGE 2014

En cuanto a las filiales del grupo, estas son aproximadamente 56 filiales entre los sectores eléctricos (Transmisión y Distribución), Gas licuado de petróleo y Gas Natural y por ultimo empresas filiales que apoyan las operaciones de la empresa, donde las principales filiales son las siguientes⁷:

- EMELARI: Empresa distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la región de Arica y Parinacota. posee una participación accionaria en ELECDA y TRANSEMEL de 13,12% y 5,0%, respectivamente.
- ELIQSA: Empresa distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la región de Tarapacá. posee una participación accionaria en EMELARI, ELECDA y TRANSEMEL de 24,73%, 7,74% y 9,0%, respectivamente.
- ELECDA: Empresa distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la región de Antofagasta. La empresa presenta una participación accionaria del

⁷ Información proveniente de los Estados Financieros de la compañía

11% en Trasemel. Esta empresa presenta mayoritariamente servicios a la minería.

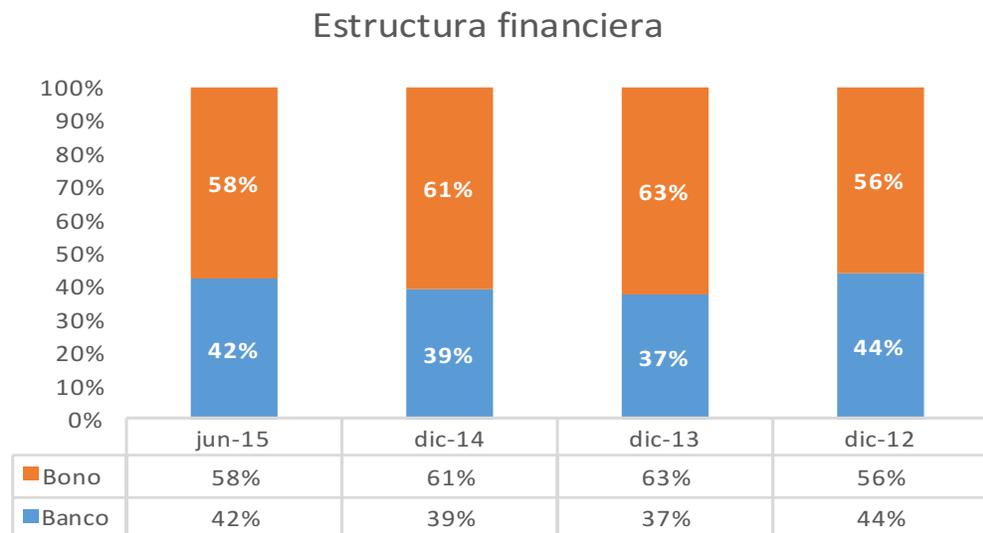
- CGE DISTRIBUCION: Empresa dedicada a la distribución eléctrica en la zona sur de la región metropolitana y en las regiones V, VI, VII, VIII y IX.
- CONAFE: Empresa distribuidora de energía eléctrica en las regiones de Coquimbo y Valparaíso, a su vez, la empresa presenta participación del 98% de la propiedad de EMEL ATACAMA.
- ELDEMAG: Empresa dedicada a la explotación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.
- TRANSNET: Empresa de transmisión y transformación desde la región de atacama a la región de los ríos, el negocio de esta empresa está enfocado en proyectar, construir, operar y mantener subestaciones de poder y líneas de transmisión. Esta empresa posee aproximadamente el 51% de las líneas del sistema interconectado central (SIC).
- TRANSEMEL: Empresa que presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el sistema interconectado del norte grande (Arica, Iquique y Antofagasta). La empresa cuenta con 3 empresas de distribución eléctrica.
- GASCO GLP: Empresa productora y distribuidora de gas a clientes residenciales, comerciales, industriales e inmobiliarios entre Tarapacá y Magallanes.
- GASMAR: Empresa importadora de gas licuado de petróleo a nivel nacional a compañías distribuidoras mayoristas. Además la empresa presenta servicios de carga, descarga, almacenamiento y despacho de gas licuado, el respaldo con propano al suministro de gas natural y el almacenamiento de volúmenes de programados de butano.

- METROGAS: Empresa de fabricación distribución de gas natural al sector comercial y residencial en la región metropolitana y la VI región.
- GNL QUINTERO: Sociedad que opera el terminal de regasificación de gas natural en quintero.
- GASNOR: Empresa de distribución de gas natural por cuenta propia o de terceros para clientes residenciales, comerciales, industriales y centrales térmicas, presentando operaciones en las provincias de salta, Tucumán, Jujuy y Santiago del Estero.
- GASCO ARGENTINA: Sociedad de inversiones y gestión financiera, sociedad que controla GASNOR, la que abastece de gas natural a las provincias de Salta, Tucumán, Jujuy y Santiago del Estero.
- GASMARKET: Empresa comercializadora de gas natural y venta de materiales y equipos relacionados para redes externas e internas de gas, redes de incendio y redes internas de agua además de equipamiento domiciliario, comercial e industrial para climatización. Presenta operaciones en las regiones de salta, Tucumán, Jujuy y Santiago del Estero.

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL FINANCIAMIENTO DE LA EMPRESA.

El grupo, a través de sus diversas filiales tiene variados tipos de bonos vigentes en el mercado local. Dentro de estos bonos (20) es posible identificar los bonos emitidos por sus filiales como lo son Gasco, Metrogras, CONAFE, entre otros. Todos los bonos tienen las características de presentar amortización semestral y ser emitidos en UF. A si mismo, los bonos corresponden a la mayor fuente de financiamiento de la empresa como se observa en el siguiente gráfico.

Gráfico N°1. Financiamiento de la empresa.



Fuente: EEFF CGE

A continuación se presentan las principales características de cada bono:

Bono	CGE serie J	CGE serie K	CGE serie D	CGE serie F
Nemotécnico	BCGEI-J	BCGEI-K	BCGEI-D	BCGEI-F
Fecha de Emisión	12-01-09	02-12-10	01-09-06	15-11-06
Valor Nominal (VN o D)	500.000	2.000.000	3.500.000	1.500.000
Moneda	UF	UF	UF	UF
Tipo de Colocación	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional
Fecha de Vencimiento	12-01-29	02-12-31	01-09-29	15-11-27
Tipo de Bono	Bullet	Bullet	Francés	Francés
Tasa Cupón (kd)	4,75%	4,00%	4,10%	3,70%
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	40	42	46	42
Tabla de Pagos	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel
Periodo de Gracia	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: Bullet	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: Bullet	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 9 años (Marzo 2016)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: n: 9 años (Mayo 2016)
Motivo de la Emisión	Los fondos se destinaron, en un 100% al refinanciamiento de obligaciones financieras	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de obligaciones financieras y al desarrollo de proyectos de inversión	Los fondos, se destinaron en un 70% al refinanciamiento de obligaciones financieras el saldo al desarrollo de proyectos de inversión	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de obligaciones financieras
Clasificación de Riesgo día de la emisión	Feller: AA; Fitch: AA-	Feller: AA-; Fitch: A+	Feller: AA; Fitch: AA	Feller: AA; Fitch: AA
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	5,10%	4,05%	4,19%	3,85%
Precio de venta el día de la emisión.	478.450	1.985.400	3.463.250	1.474.500
Valor de Mercado al 21 de Agosto	575.417	2.186.503	3.764.172	1.537.568
TIR 21 de Agosto	3,36%	3,31%	3,18%	3,42%

Bono	CGE serie G	CGE serie I	CGE Distribuidora serie B	CGE Distribuidora serie E
Nemotécnico	BCGEI-G	BCGEI-I	BCGED-B	BCGED-E
Fecha de Emisión	23-10-07	01-08-08	01-10-04	30-09-13
Valor Nominal (VN o D)	05-12-39	5.500.000	3.000.000	4.000.000
Moneda	UF	UF	UF	UF
Tipo de Colocación	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional
Fecha de Vencimiento	20-10-15	11-08-29	01-10-25	30-09-34
Tipo de Bono	Francés	Francés	Francés	Francés
Tasa Cupón (kd)	3,50%	4,65%	4,50%	3,85%
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	16	42	42	42
Tabla de Pagos	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel
Periodo de Gracia	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 2 años (Abril 2010)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización : 15 años (Febrero 2024)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 7 años (Abril 2012)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 18 años (Marzo 2031)
Motivo de la Emisión	Financiamiento o adquisición empresas EMEL	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de obligaciones financieras	Los fondos se destinaron en un 80% del total, al refinanciamiento de obligaciones financieras y el saldo al desarrollo de proyectos de inversión	Los fondos se destinaron a refinanciamiento de pasivos bancarios
Clasificación de Riesgo día de la emisión	Feller: AA; Fitch: AA	Feller: AA; Fitch: AA-	Feller: AA+;Fitch: AA+	Feller: AA; Fitch: A+
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	3,50%	4,76%	4,77%	3,89%
Precio de venta el día de la emisión.	2.900.529	5.547.609	2.919.900	3.977.200
Valor de Mercado al 21 de Agosto	245.409	6.391.798	2.353.865	4.063.276
TIR 21 de Agosto	1,10%	2,92%	3,84%	3,84%

Bono	CONAFE serie D	EMEL serie D	Transnet serie D	Metro Gas serie F
Nemotécnico	BCNFE-D	BEMEL-D	BCGET-D	BMGAS-F
Fecha de Emisión	01-06-04	13-06-06	10-09-09	01-08-03
Valor Nominal (VN o D)	3.000.000	2.000.000	3.500.000	2.500.000
Moneda	UF	UF	UF	UF
Tipo de Colocación	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional
Fecha de Vencimiento	01-06-25	01-06-27	10-09-30	01-08-24
Tipo de Bono	Francés	Francés	Francés	Francés
Tasa Cupón (kd)	4,40%	4,50%	4,30%	6,00%
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	42	42	42	42
Tabla de Pagos	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel
Periodo de Gracia	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 4 años (Diciembre 2008)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 15 años (Diciembre 2021)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 15 años (Marzo 2025)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 6 años (Febrero 2010)
Motivo de la Emisión	Los fondos, se destinaron en un 70% al refinanciamiento de obligaciones financieras el saldo al desarrollo de proyectos de inversión	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de pasivos de corto y largo plazo	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de pasivos de corto y largo plazo. El saldo a proyectos de inversión.	Los fondos se destinaron al pago de pasivos de corto y largo plazo
Clasificación de Riesgo día de la emisión	Feller: AA+; Fitch: AA+	Feller: AA; Fitch: AA	Feller: AA+; Fitch: AA	Feller: AA-
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	4,50%	4,79%	4,20%	6,24%
Precio de venta el día de la emisión.	2.972.400	1.933.594	3.538.150	2.446.500
Valor de Mercado al 21 de Agosto	1.824.409	2.223.598	3.821.120	1.779.866
TIR 21 de Agosto	3,84%	3,16%	3,39%	1,78%

Bono	Metro Gas serie D2	Metro Gas serie D1	Metro Gas serie B2	Metro Gas serie B1
Nemotécnico	BMGAS-D-2	BMGAS-D-1	BMGAS-B-2	BMGAS-B-1
Fecha de Emisión	01-06-01	01-06-01	01-09-99	01-09-99
Valor Nominal (VN o D)	3.200.000	800.000	900.000	100.000
Moneda	UF	UF	UF	UF
Tipo de Colocación	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional
Fecha de Vencimiento	01-06-26	01-06-26	01-09-24	01-09-24
Tipo de Bono	Bullet	Bullet	Francés	Francés
Tasa Cupón (kd)	6,50%	6,50%	7,00%	7,00%
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	50	50	50	50
Tabla de Pagos	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel
Periodo de Gracia	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: Bullet	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: Bullet	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 5 años (Febrero 2004)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 5 años (Febrero 2004)
Motivo de la Emisión	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de pasivos de corto y largo plazo	Los fondos se destinaron al refinanciamiento de pasivos de corto y largo plazo	Sin Información	Sin Información
Clasificación de Riesgo día de la emisión	Feller: AA-	Feller: AA-	Feller: AA-; Humphreys: AA-	Feller: AA-; Humphreys: AA-
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	7,25%	7,25%	7,61%	7,61%
Precio de venta el día de la emisión.	2.928.960	732.240	848.160	94.240
Valor de Mercado al 21 de Agosto	4.322.994	1.080.748	816.508	90.723
TIR 21 de Agosto	2,78%	2,78%	1,97%	1,97%

Bono	Gasco serie H	Gasco serie F2	Gasco serie F1	Gasco serie D
Nemotécnico	BGASC-H	BGASC-F2	BGASC-F1	BGASC-D
Fecha de Emisión	31-08-05	01-12-00	01-12-00	01-03-99
Valor Nominal (VN o D)	1.500.000	2.000.000	400.000	1.000.000
Moneda	UF	UF	UF	UF
Tipo de Colocación	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional
Fecha de Vencimiento	01-09-28	01-12-25	01-12-25	01-03-29
Tipo de Bono	Bullet	Francés	Francés	Bullet
Tasa Cupón (kd)	3,50%	7,30%	7,30%	7,50%
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Número de pagos (N)	46	50	50	60
Tabla de Pagos	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel	Ver Excel
Periodo de Gracia	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: Bullet los primeros 20 años y amortización durante los últimos 5 años	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 2 años (Diciembre 2002)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: 2 años (Diciembre 2002)	Periodo de Gracia Intereses: No - Periodo de Gracia Amortización: Bullet
Motivo de la Emisión	Sustitución de pasivos y Financiamiento de inversiones.	Sustitución de pasivos corto y mediano plazo	Sustitución de pasivos corto y mediano plazo	Financiamiento de inversión
Clasificación de Riesgo día de la emisión	Humphreys: AA; Fitch: AA-	Humphreys: AA; Fitch: AA	Humphreys: AA; Fitch: AA	Humphreys: AA; Fitch: AA-
Tasa de colocación o de mercado el día de la emisión (kb)	4,34%	7,16%	7,16%	7,62%
Precio de venta el día de la emisión.	1.325.850	2.029.200	405.840	985.400
Valor de Mercado al 21 de Agosto	1.536.995	2.242.426	448.485	1.519.973
TIR 21 de Agosto	3,41%	2,08%	2,08%	3,00%

Observaciones:

- Tasa de colocación: Obtenida de los registros del terminal de la bolsa de comercio.
- Precio de venta día de la emisión: Simulador terminal bolsa de comercio de Santiago.
- Valor de Mercado: Dado que ya no se contaba con la disponibilidad de la ingresar a la terminal de la bolsa para obtener las fechas del valor más recientemente transado se calculó el precio del bono al 21 de agosto de este año.

CAPÍTULO IV: ESTIMACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL DE LA EMPRESA.

Para determinar la estructura capital de la empresa, primero se determinara la deuda financiera de la empresa y el patrimonio económico de esta, estos cálculos estarán realizados en base a UF.

4.1 Deuda financiera de la empresa.

La deuda financiera de la empresa se obtuvo a través de las siguientes partidas observadas en los estados financieros de la empresa publicados entre diciembre del 2011 y Junio del 2015.

Tabla N°5. Desglose de cálculo deuda financiera a Junio del 2015.

Junio 2015	Deuda financiera (UF)
Préstamos que devengan intereses (corriente)	8.128.230
Otros Pasivos Financieros (corriente)	1.185.136
Préstamos que devengan intereses (no corriente)	55.811.261
Otros Pasivos Financieros (no corriente)	22.018
DEUDA FINANCIERA	65.146.645

Fuente: EEFF CGE Junio 2015.

Deuda Financiera de la Empresa desde el año 2011 a la fecha.

Tabla N°6. Deuda financiera de la empresa.

	Dic-2011	Dic-2012	Dic-2013	Dic-2014	Junio 2015
Deuda Financiera (UF)	78.470.411	67.714.209	62.899.938	63.540.506	65.146.645

Fuente: EEFF CGE Junio 2015.

Se consideró como deuda financiera los préstamos otorgados a empresas relacionadas que se informen en la memoria con la glosa prestamos, esto de acuerdo a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas⁸.

⁸ Esta ley hace referencia a que se debe considerar la deuda con empresas relacionadas

4.2 Patrimonio económico de la empresa.

A continuación se adjunta el patrimonio económico de la empresa desde diciembre 2011 a junio del 2015.

Tabla N°7. Patrimonio económico de la empresa.

Fecha	Capital suscrito y pagado	Nª Acciones	Precio Acción	Patrimonio Económico CLP	Patrimonio Económico UF
30-06-15	\$671.278.954	416.710.367	\$3.300	\$1.375.144.211.100	55.043.286
30-12-14	\$671.278.954	416.710.367	\$4.670	\$1.946.037.413.890	79.034.025
30-12-13	\$671.278.954	416.710.367	\$2.840	\$1.183.457.442.280	50.771.333
30-12-12	\$671.278.954	416.710.367	\$2.620	\$1.091.781.161.540	47.799.707
30-12-11	\$671.278.954	416.710.367	\$2.490	\$1.037.608.813.830	46.542.003

Fuente: Tabla de creación propia en base a EEFF de CGE.

Al 30 de diciembre del 2014 el precio de la acción presento una variación del 64,4% con respecto a la misma fecha del año 2013, esto se produjo dado la OPA lanzada por Gas Natural SDG, S.A. durante el mes de octubre.

4.3 Estructura de Capital Objetivo.

Aun cuando la estructura se calcula en base a un patrimonio económico, se adjunta de igual forma la estructura calculada con un patrimonio contable con el fin de tener un método informativo de cómo se ha ido cambiando la estructura de la empresa aislando el efecto de mercado.

Tabla N°8. Estructura capital de la empresa por estado financieros contables.

Estados financieros	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio	Media	Desviación
Total Pasivos/Total de patrimonio y pasivos	0,61	0,57	0,55	0,56	0,57	0,57	0,57	2%

Patrimonio total/Total de patrimonio y pasivos	0,39	0,43	0,45	0,44	0,43	0,43	0,43	2%
Total Pasivos/Patrimonio total	1,56	1,35	1,22	1,30	1,30	1,35	1,30	13%

Tabla N°9. Estructura capital de la empresa por patrimonio económico.

Patrimonio Bursátil y Deuda que genera intereses	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio	Media	Desviación
Total Pasivos/Total de patrimonio y pasivos	0,63	0,59	0,55	0,45	0,54	0,55	0,55	7%
Patrimonio total/Total de patrimonio y pasivos	0,37	0,41	0,45	0,55	0,46	0,45	0,45	7%
Total Pasivos/Patrimonio total	1,69	1,42	1,24	0,80	1,18	1,27	1,24	32%

Fuente: Tabla de creación propia en base a EEFF de CGE.

CAPÍTULO V: ESTIMACIÓN DEL COSTO PATRIMONIAL DE LA EMPRESA.

5.1 Beta de la compañía.

Tabla N°10. Beta de la empresa los últimos 5 periodos.

CGE	Jun-11	Jun-12	Jun-13	Jun-14	Jun-15
Beta de la Acción	0,441	0,484	0,421	0,679	-0,001
p-value (significancia)	0,37%	0,07%	1,85%	0,23%	99,62%
Presencia Bursátil (%)	100,00%	86,11%	97,78%	97,78%	45,00%

Fuente: Tabla de creación propia en base a información obtenida en Bloomberg.

Como se puede observar el beta de la empresa es estadísticamente no significativo (P-Value del 99.62%), esto es debido a que la empresa el 2014 fue adquirida por el conglomerado español FENOSA a finales de año, por lo que el precio de la acción se disparó, causando desviaciones con respecto a su media que no permiten obtener un estadístico significativo, adicionalmente, también ha afectado el bajo nivel de presencia bursátil de la acción, que ha junio del 2015 es de solo el 45%, lo que refleja la baja en la liquidez de la acción ante la adquisición de FENOSA del 97% de las acciones.

Dado lo anteriormente señalado, se procedió a no considerar el beta de Junio del 2015 y si considerar el beta de Junio del 2014 que si da un p-value significativo al igual que en los periodos anteriores

5.2 Costo de la deuda.

Luego de tener el beta seleccionado de Junio 2014, se tomo como costo de la deuda el bono correspondiente a CGE BCGEI-I⁹, bono que presenta una TIR al 21 de agosto del 2,92%. Se considero este bono dado que es el de mayor colocación (UF 5.500.000) y uno con los mayores periodos de amortización (vence en agosto de 2029)

⁹ Se adjunta tabla de amortización de este bono en los anexos de este trabajo

5.3 Beta de la deuda.

Ya con esta tasa del costo de la deuda que se considero de la TIR del bono anteriormente señalado, se procedió a obtener el beta de la deuda de esta empresa.

$$K_b = r_f + (E(r_m - r_f)) * B_b$$

$$2,92\% = 2,24\% + (8,17\% - 2,24\%) * B_b$$

$$B_b = 0.1147$$

Cabe destacar que como se selecciono el beta a junio del 2014 se consideraron las tasas de libre de riesgo y el premio por riesgo del mercado a esa fecha. Una vez obtenido el costo de la deuda podemos desapalancar el beta bajo la fórmula de Rubenstein.

$$B_p^{C/D} = B_p^{S/D} + \left(1 + (1 - T_c) * \frac{B}{P}\right) - (1 - T_c) * B_b * \frac{B}{P}$$

Dónde:

- β_p con deuda: 0,67.
- B/P: 0,803 (A Junio del 2014).
- Bb: 0,1147.
- 1-tc: 0,790.
- β_p sin deuda: X.

$$0,67 = B_p^{S/D} + (1 + (1 - 21\%) * 80,3\%) - (1 - 21\%) * 0.1147 * 80,3\%$$

$$B_p^{S/D} = 0.4599$$

Con este beta desapalancado, se procede calcular el beta de CGE, bajo la misma ecuación de Rubenstein pero ahora la estructura capital promedio de los últimos 5 años de CGE.

$$Bp^{C/D} = 0.4599 + (1 + (1 - 27\%) * 1.27) - (1 - 27\%) * 0.1147 * 1.27$$

$$Bp^{C/D} = 0,788$$

Cabe destacar que el Kb de CGE se consideró tomando la tasa de colocación de su bono colocado con mayor valor debido a que no se contaba con transacciones a Junio del 2015 de este bono. Con este Kb se procedió a calcular el Bd de la empresa tomando como tasa libre de riesgo y premio de mercado según lo indicado en el enunciado de la tarea 2, que son las tasas libre de riesgo y premio por riesgo de mercado a Junio del 2015, por ultimo como estructura capital se considero el promedio de los últimos 5 periodos.

Con este beta de la empresa calculado, procedemos a calcular el costo patrimonial.

5.4 Costo Patrimonial.

El costo patrimonial de la empresa se calculó considerando como tasa libre de riesgo la tasa de los BTU a 20 años al 1 de Julio del 2015 y como premio de mercado se determinó una tasa del 6.76% de acuerdo a lo indicado por el profesor Damodaran en su pagina Web. Con esta información y con el beta de la empresa calculado con anterioridad se calculó el costo patrimonial.

$$Kp = rf + (E(rm - rf) * Bp^{C/D})$$

$$Kp = 1.96 + (8.72\% - 1.96\%) * 0,788$$

$$Kp = 6,86\%$$

5.5 Costo Capital.

Ya teniendo todos los antecedentes necesarios, podemos realizar el cálculo del costo promedio capital ponderado (WACC), el cual servirá para traer a valor presente los flujos futuros de la empresa.

$$K_o = K_p * \frac{P}{V} + K_b(1 - T_c) * \frac{B}{V}$$

$$K_o = 6,86\% * 0.45 + 2,92\%(1 - 22.5\%) * 0.55$$

$$K_o = 4,25\%$$

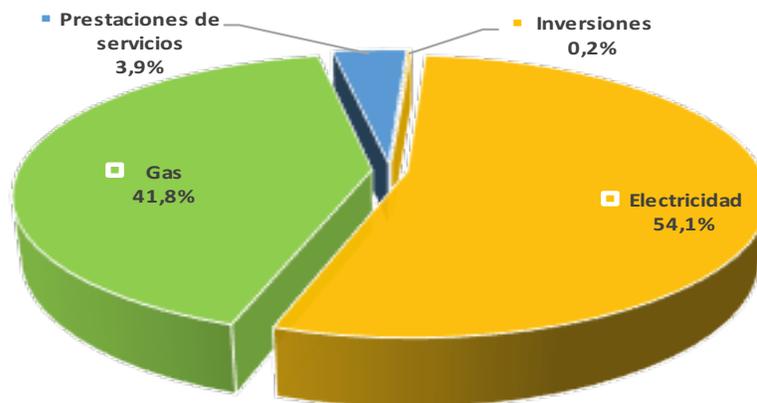
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS OPERACIONAL DEL NEGOCIO E INDUSTRIA.

6.1 Participación de los ingresos por segmento y país

A nivel consolidado CGE presenta la siguiente distribución de ingresos por segmento a diciembre del 2014.

Grafico N°2 Ingresos de la empresa por segmento.

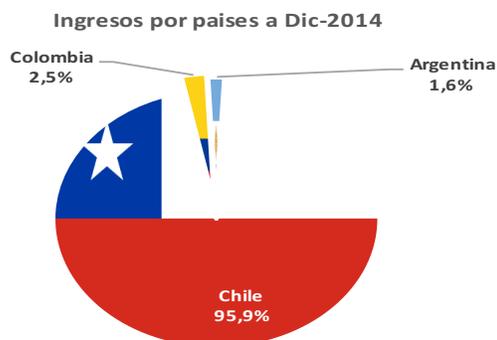
Ingresos por segmento de negocio a Dic-2014



Fuente: Grafico creación propia en base a EEFF CGE.

Como se observa en el gráfico, el segmento de electricidad es el que aporta la mayor cantidad de ingresos. Ahora bien, si desglosamos estos ingresos por país, se obtiene el siguiente gráfico:

Grafico N°3. Ingresos de la empresa por país.



Fuente: Grafico creación propia en base a EEFF CGE.

Como se observa en el grafico anterior, Chile representa la mayor fuente de ingresos de la compañía con casi un 96% de los ingresos, quedando Colombia como el segundo país en mayores aportes de ingresos y Argentina en tercer lugar.

Si aperturamos el grafico de tortas, se obtiene que cada país aporta las siguientes proporciones por segmento se negoció en cuanto a ingresos.

Tabla N°12. Aporte de cada segmento por país a los ingresos de la empresa en los últimos 4 años.

Segmento por países	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic11
Transmisión Chile (1)	4%	4%	3%	3%
Distribución Chile (1)	50%	48%	45%	43%
Distribución Argentina (2)	4%	5%	6%	12%
Transmisión Argentina (2)	0%	0%	0%	1%
Venta de gas natural a eléctricas Chile (+)	2%	3%	4%	0%
Venta de gas natural a clientes Chile (+)	15%	15%	16%	19%
Venta de Gas Licuado Colombia y Chile y gas natural argentina (+)	25%	26%	25%	22%

Fuente: Tabla creación propia en base EEFF CGE.

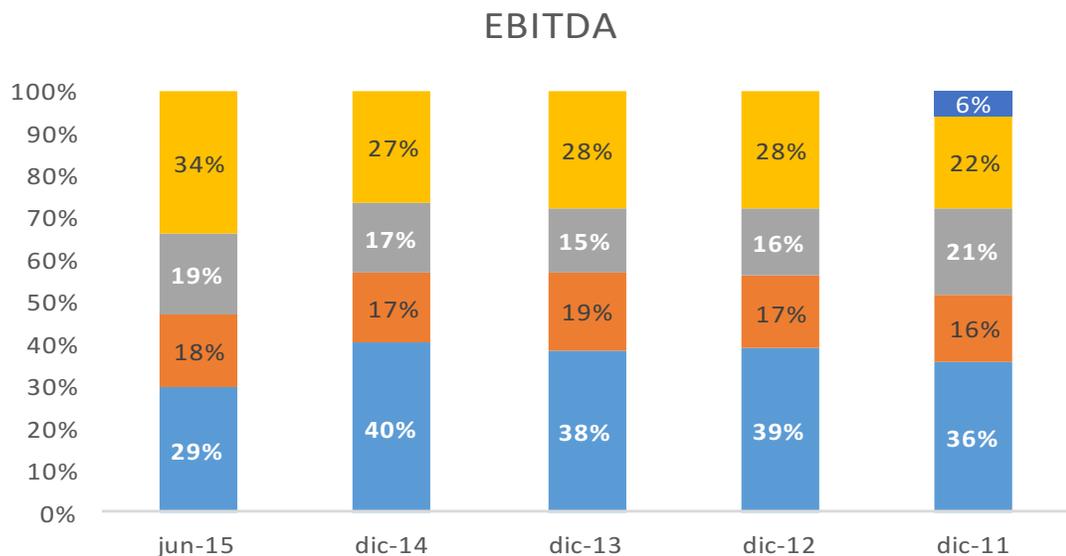
Cabe destacar que en la tabla anterior, la suma de lo que aporta cada país no es la misma que la que se muestra el grafico de torta por países, esto ocurre debido a que la compañía no entrega en detalle los ingresos de Colombia y de Argentina, además de

entregar los ingresos totales por países incluyendo a los accionistas minoritarios no así cuando apertura los ingresos por segmento donde no incluye los segmento minoritarios. Es por esto que indicamos al lector tener presente estas diferencias.

6.2 Participación de los segmentos por EBITDA

A nivel de EBITDA, la empresa presenta los siguientes aportes por segmento de negocio los últimos años.

Grafico N°3. Participación EBITDA por segmento de negocio.



EBITDA UF	Jun-15	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Gas Natural	29%	40%	38%	39%	36%
Gas Licuado	18%	17%	19%	17%	16%
Transmisión eléctrica	19%	17%	15%	16%	21%
Distribución eléctrica	34%	27%	28%	28%	22%
Generación	0%	0%	0%	0%	6%

Fuente: Tabla creación propia en base EEFF CGE.

6.3 Ingresos y crecimiento por países.

Tabla N°13. Crecimiento de la empresa por país en el último año.

Tasa de Crecimiento	2014
Chile	6,45%
Colombia	8,66%
Argentina	-9,28%

Solo se cuenta con información segmentada por países en la memoria del año 2014.

6.4 Variación de las ventas por segmento de negocio.

En la siguiente tabla se observa el crecimiento que ha presentado los diferentes segmentos de negocio en los últimos 5 años. Durante los años 2011 y 2010 la empresa no detallaba sus ingresos por subsegmentos de negocio.

Tabla N°14. Crecimiento de los ingresos por segmento últimos 5 años.

SEGMENTO	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Venta Distribución	8%	0%	-7%	S/I
Venta Transmisión	-2%	7%	-10%	S/I
Generación	0%	0%	-100%	S/I
Electricidad	8%	0%	-10%	2%
Gas Natural	12%	-15%	4%	S/I
Gas Licuado	0%	6%	10%	S/I
Otros negocios Gas	2%	6025%	53%	S/I
Ajuste consolidado Gas	1%	25%	-1%	S/I
Gas	5%	-6%	8%	33%
Total Ventas	6%	-2%	-2%	13%
Prestaciones de servicios	-5%	-27%	-2%	-16%
Inversiones	-13%	20%	-2%	7%
Ajustes	-2%	-10%	-2%	15%
Total	6%	-4%	-2%	10%

Fuente: Tabla creación propia en base EEFF CGE.

6.5 Variación venta separado por países y segmento de negocio.

Tabla N°15. Crecimiento de los ingresos por segmento y país últimos 5 años.

Segmento por países	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Transmisión Chile (1)	-1%	7%	2%	11%
Distribución Chile (1)	11%	3%	4%	-2%
Distribución Argentina (2)	-18%	-25%	-48%	S/I
Transmisión Argentina (2)	-36%	10%	-87%	S/I
Venta de gas Natural CHILE (3)	10%	-16%	3%	40%
Venta de Gas Licuado Colombia y Chile y gas natural argentina	1%	3%	14%	29%

Fuente: Tabla creación propia en base EEFF CGE.

- (1) En el caso de los semestres, CGE no presenta información para su transmisora TRANSEMEL, por lo que solo se puede obtener la variación de los ingresos por venta de TRANSNET. Lo mismo sucede en el segmento Distribución, no se cuenta con información semestral para la empresa EMELAT.
- (2) En el caso de Argentina, no se cuenta con ningún tipo de estados financieros para las empresas de ese país, por lo que para tomar un estimativo de esto se restaron los ingresos totales de distribución contra los ingresos de Chile, con esto se determinó los ingresos de Argentina.
- (3) En el caso del gas, la empresa consolida toda su información de venta de gas licuado y natural en todos los países en los estados financieros de Gasco y solamente desglosa los ingresos de Gas Natural para sus operaciones en Chile.

6.6 Tasas de crecimiento reales de la industria los años 2011 a Junio de 2015.

6.6.1 Precio electricidad Chile.

Tabla N°16. Variación precio de la electricidad los últimos 4 periodos.

PRECIO MEDIO (UF)					
(UF/KWh)	Oct-14	Oct-13	Oct-12	Oct-11	Promedio
SIC:	5%	-3%	-7%	-6%	-3%
SING:	2%	-10%	-10%	-11%	-7%
AYSEN:	-2%	-6%	3%	-2%	-2%
PUNTA ARENAS:	0%	-6%	0%	-5%	-3%
PUERTO NATALES:	-1%	-6%	0%	-10%	-4%
PUERTO PORVENIR:	-4%	-6%	0%	-17%	-7%
COCHAMÓ:	-3%	-6%	9%	21%	5%
HORNOPIRÉN:	-2%	-6%	1%	13%	1%
PUERTO WILLIAMS:	-2%	-7%	1%	6%	0%

Promedio -1% -6% 0% -1%

Fuente: Tabla de creación propia en base a información obtenida en CNE.

6.6.2 Precio Consumo Gas Natural Chile (UF).

Tabla N°17. Variación precio del gas natural 19.3 m³ últimos 5 años.

	PRECIO 19,3 m ³ DE GAS NATURAL						
	LIPIGAS II Región	ENERGAS V Región	GASVALPO V Región	METROGAS R. Metropolitana	GASSUR VIII Región	INTERGAS VIII Región	GASCO MAGALLANES XII Región
Sep-11	-10,4%	-100,0%	4,3%	7,0%	6,7%	24,7%	-3,2%
Sep-12	0,6%	S/I	-0,6%	-8,1%	0,3%	5,0%	1,1%
Sep-13	-18,2%	S/I	8,0%	2,8%	0,3%	3,2%	-0,2%
Sep-14	-3,0%	S/I	3,8%	2,0%	2,2%	12,0%	-4,6%
Sep-15	-4,7%	S/I	-15,0%	-14,0%	-20,2%	-14,2%	8,2%
Promedio	-7,1%	-	0,1%	-2,1%	-2,1%	6,1%	0,3%

Fuente: Tabla de creación propia en base a información obtenida en CNE.

6.6.3 Tabla N°18. Variación precio del gas natural 116 m³ últimos 5 años (UF).

	PRECIO DE 116 m ³ DE GAS NATURAL						
	LIPIGAS II Región	ENERGAS V Región	GASVALPO V Región	METROGAS R. Metropolitana	GASSUR VIII Región	INTERGAS VIII Región	GASCO MAGALLANES XII Región
Sep-11	-11%	-100%	4%	10%	7%	13%	-5%
Sep-12	2%	S/I	0%	-26%	0%	-2%	3%
Sep-13	-18%	S/I	7%	12%	-2%	3%	0%
Sep-14	-3%	S/I	4%	-2%	2%	10%	-9%
Sep-15	-5%	S/I	-18%	-8%	-18%	-14%	13%
Promedio	-7,0%	-	-0,6%	-2,7%	-2,1%	2,1%	0,3%

Fuente: Tabla de creación propia en base a información obtenida en CNE.

6.6.4 Tabla N°19. Variación precio del gas natural 58 m3 últimos 5 años (UF).

	PRECIO DE 58 m ³ DE GAS NATURAL						
	LIPIGAS II Región	ENERGAS V Región	GASVALPO V Región	METROGAS R. Metropolitana	GASSUR VIII Región	INTERGAS VIII Región	GASCO MAGALLANES XII Región
Sep-11	-12,0%	-100,0%	4,0%	9,9%	6,2%	16,8%	-4,1%
Sep-12	2,7%	S/I	-0,4%	-25,5%	0,3%	0,6%	2,3%
Sep-13	-18,2%	S/I	7,6%	11,7%	-1,0%	3,3%	-0,1%
Sep-14	-3,0%	S/I	3,7%	-1,3%	2,2%	4,1%	-7,9%
Sep-15	-4,7%	S/I	-18,8%	-8,8%	-19,1%	-14,2%	11,3%
Promedio	-7,0%	-	-0,8%	-2,8%	-2,3%	2,1%	0,3%

Fuente: Tabla de creación propia en base a información obtenida en CNE

6.6.5 Precio Consumo Gas Licuado Chile (UF).

Tabla N°20. Variación precio del gas licuado 19.3 m3 últimos 5 años.

Semana	Combustible Tipo de Gas	Precios de Referencia			Paridad vigente semana
		Inferior	Medio	Superior	
Jun-11	Gas Licuado	-8%	0%	8%	20%
Jun-12	Gas Licuado	-33%	-33%	-33%	-41%
Jun-13	Gas Licuado	44%	40%	36%	47%
Jun-14	Gas Licuado	22%	22%	22%	19%
Jun-15	Gas Licuado	-33%	-37%	-40%	-41%
	Promedio	-2%	-2%	-1%	1%

Fuente: Tabla de creación propia en base a información obtenida en CNE.

Para los casos del Gas licuado en Colombia, Gas natural en Argentina y sector energético de la Argentina no se cuenta con información de las tasas de crecimiento para los periodos señalados.

6.7 Análisis de Costos de Operación.

6.7.1 Distribución Chile.

Las siguientes partidas son las componentes tanto en los costos de explotación como los gastos de administración y venta:

- Compra de energía.
- Gastos de personal.
- Gastos de operación y mantenimiento.
- Gastos de administración.
- Costos de mercadotecnia.
- Depreciación.
- Amortización.
- Otros gastos varios de operación.

Las que presentan el siguiente comportamiento en Chile a nivel de variación.

Tabla N°21. Variación costos y gastos de la distribución últimos 4 años.

Análisis Horizontal	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de energía.	13,2%	2,6%	-1,6%	0,8%
Gastos de personal.	0,5%	-10,9%	20,5%	11,7%
Gastos de operación y mantenimiento.	-6,8%	28,3%	22,0%	10,2%
Gastos de administración.	11,5%	-5,0%	1,6%	21,9%
Costos de mercadotecnia.	45,0%	8,7%	-36,9%	-20,3%
Depreciación.	-5,1%	1,9%	12,7%	4,6%
Amortización.	6,0%	-4,0%	-3,9%	-10,4%
Otros gastos varios de operación.	-0,7%	-5,9%	-32,6%	28,7%
Total	10,5%	2,4%	0,3%	3,4%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE

En cuanto a la participación de cada partida en el total de los costos se observa lo siguiente:

Tabla N°22. Proporción de las cuentas sobre el total de costos y gastos.

Análisis Vertical	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de energía.	80,3%	78,4%	78,3%	79,8%
Gastos de personal.	4,4%	4,8%	5,5%	4,6%
Gastos de operación y mantenimiento.	5,1%	6,1%	4,9%	4,0%
Gastos de administración.	6,5%	6,4%	6,9%	6,9%
Costos de mercadería.	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Depreciación.	2,6%	3,0%	3,0%	2,7%
Amortización.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Otros gastos varios de operación.	1,1%	1,2%	1,3%	1,9%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

Como se observa, la mayor parte de los costos corresponden a la compra de energía que representan en promedio un 79,2% del total de los costos de venta. Estos costos de energía corresponden a los costos por compra de energía y están directamente correlacionados a los precios nudos de la energía, que son los precios a los cuales las generadoras le venden a las distribuidoras la energía. Estos precios nudos son determinados de forma semestral en los meses de abril y octubre y corresponde al promedio ponderado de suministro de precios vigentes en los contratos de compra de la distribuidora + costo asociado a sub transmisión + transmisión troncal.

6.7.2 Transmisión Chile.

Las siguientes partidas son las componentes tanto en los costos de explotación como los gastos de administración y venta:

- Compra de energía.
- Gastos de operación y mantenimiento.
- Gastos de administración.
- Depreciación.
- Amortización.

Las que presentan el siguiente comportamiento en Chile a nivel de variación.

Tabla N°23. Variación costos y gastos de la Transmisión últimos 4 años.

Análisis Horizontal	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Gastos de personal.	-10,4%	3,8%	4,4%	20,5%
Compra de energía	1085,0%	-94,3%	-12,2%	-80,1%
Gastos de operación y mantenimiento	-3,4%	2,8%	4,2%	23,6%
Gastos de administración.	76,2%	9,2%	-61,0%	50,7%
Depreciación.	5,3%	8,1%	10,6%	29,3%
Amortización	7,0%	29,5%	79,3%	-30,2%
Total	3,9%	5,9%	-2,4%	28,3%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

En cuanto a la participación de cada partida en el total de los costos se observa lo siguiente:

Tabla N°24. Proporción de las cuentas sobre el total de costos y gastos.

Análisis Vertical	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Gastos de personal.	18,3%	21,2%	21,6%	20,2%
Compra de energía	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gastos de operación y mantenimiento	24,3%	26,1%	26,9%	25,2%
Gastos de administración.	10,0%	5,9%	5,7%	14,3%
Depreciación.	47,0%	46,4%	45,4%	40,1%
Amortización	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE

En el segmento de transmisión, lo costos más importante son los gastos de operación y mantenimiento, que no son más que costo que se incurren en las líneas de capital, mantención y operación.

6.7.3 Gas Natural Chile.

Las siguientes partidas son las componentes tanto en los costos de explotación como los gastos de administración y venta:

- Compra de gas.
- Gastos de personal.
- Gastos de operación y mantenimiento.
- Gastos de administración.
- Costos de mercadotecnia.
- Depreciación.
- Amortización.
- Otros gastos varios de operación.

Las que presentan el siguiente comportamiento en Chile a nivel de variación.

Tabla N°25. Variación costos y gastos del gas natural últimos 4 años.

Análisis Horizontal	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de gas.	30,2%	-34,4%	-8,4%	51,1%
Gastos de personal.	1,1%	3,9%	13,8%	5,8%
Gastos de operación y mantenimiento.	-	-	-	-100,0%
Gastos de administración.	-2,8%	15,7%	-1,7%	24,1%
Costos de mercadotecnia.	5,0%	17,0%	4,7%	41,7%
Depreciación.	28,2%	23,9%	-0,2%	-2,4%
Amortización.	-76,2%	2,1%	9,0%	60,5%
Otros gastos varios de operación.	-49,1%	-30,9%	84,5%	-9,9%
Total	26,3%	-27,4%	-6,4%	42,4%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

En cuanto a la participación de cada partida en el total de los costos se observa lo siguiente:

Tabla N°26. Proporción de las cuentas sobre el total de costos y gastos.

Análisis Horizontal	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de gas.	79,1%	76,7%	84,9%	86,7%
Gastos de personal.	5,1%	6,4%	4,4%	3,7%
Gastos de operación y mantenimiento.	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Gastos de administración.	4,3%	5,6%	3,5%	3,3%
Costos de mercadotecnia.	1,1%	1,3%	0,8%	0,7%
Depreciación.	8,9%	8,8%	5,1%	4,8%
Amortización.	0,1%	0,4%	0,3%	0,3%
Otros gastos varios de operación.	0,4%	0,9%	0,9%	0,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

En lo correspondiente al gas natural, su costo más relevante corresponde a la compra de gas natural, esta compra se realiza a productora situada en Trinidad y Tobago

y el precio se ve afectado por la variación del dólar y por Henry Hub que es el indicador de internacional del gas natural.

6.7.4 Gas Licuado Colombia, Chile y Gas natural argentina.

Las siguientes partidas son las componentes tanto en los costos de explotación como los gastos de administración y venta:

- Compra de energía.
- Compra de gas.
- Gastos de personal.
- Gastos de operación y mantenimiento.
- Gastos de administración.
- Costos de mercadotecnia.
- Costos de distribución.
- Depreciación.
- Amortización.
- Otros gastos varios de operación.

Las que presentan el siguiente comportamiento en Chile a nivel de variación.

Tabla N°27. Variación costos y gastos del Gas Licuado Colombia, Chile y Gas natural argentina últimos 4 años.

Análisis Horizontal	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de energía.	-	-100,0%	14,4%	-3,2%
Compra de gas.	10,4%	-14,8%	2,3%	42,4%
Gastos de personal.	9,6%	-0,1%	12,7%	9,9%
Gastos de operación y mantenimiento.	40,2%	1,4%	48,3%	-13,3%
Gastos de administración.	13,6%	13,5%	-1,2%	40,3%
Costos de mercadotecnia.	2,6%	3,7%	-6,9%	30,7%
Costos de distribución.	-13,2%	-6,7%	-13,5%	59,3%
Depreciación	13,1%	18,9%	3,4%	1,5%
Amortización	-56,2%	5,7%	10,1%	45,4%
Otros gastos varios de operación.	-3,0%	-3,1%	13,8%	-11,9%
Total	11,0%	-11,0%	3,3%	35,7%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

En cuanto a la participación de cada partida en el total de los costos se observa lo siguiente:

Tabla N°28. Proporción de las cuentas sobre el total de costos y gastos.

Análisis Vertical	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de energía.	0,4%	0,0%	0,1%	0,1%
Compra de gas.	77,6%	78,0%	81,5%	82,2%
Gastos de personal.	5,5%	5,5%	4,9%	4,5%
Gastos de operación y mantenimiento.	3,4%	2,7%	2,3%	1,6%
Gastos de administración.	3,4%	3,3%	2,6%	2,7%
Costos de mercadotecnia.	0,8%	0,8%	0,7%	0,8%
Costos de distribución.	1,4%	1,8%	1,8%	2,1%
Depreciación	6,0%	5,9%	4,4%	4,4%
Amortización	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
Otros gastos varios de operación.	1,4%	1,6%	1,5%	1,3%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

Debido a que no se cuenta con un desglose por parte de la empresa con respecto a sus diferentes filiales de Gasco, se analiza sus costos como empresa consolidada (Incluyendo Metrogas). Como se puede observar, su principal costo corresponde a la compra de Gas, donde si desglosamos lo que corresponde a gas licuado este está sujeto a los precios de gas propano lo cual expone a la empresa a la variación del tipo de cambio y costo de flete marítimo.

Cabe destacar que no se cuenta con información detallada de los costos de explotación ni de los gastos de administración y finanzas de las filiales de Argentina ni de Colombia.

6.7.5 Consolidado CGE

Ya con un análisis a nivel consolidado se obtiene las siguientes partidas y se realiza al igual que en el desglose por industria un análisis tanto horizontal como vertical.

Tabla N°29. Variación costos y gastos Grupo CGE últimos 4 años.

Análisis Horizontal	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de energía.	9,6%	-6,6%	-10,1%	-1,0%
Compra de gas.	10,4%	-14,7%	2,4%	41,7%
Gastos de personal.	8,6%	-7,0%	6,6%	24,7%
Gastos de operación y mantenimiento.	34,3%	43,9%	-48,4%	42,9%
Gastos de administración.	22,1%	-12,4%	-16,6%	2,6%
Costos de mercadotecnia.	6,5%	3,9%	-11,3%	24,8%
Costos de distribución.	-13,2%	-6,7%	-13,5%	59,3%
Gastos de investigación y desarrollo.	-	-	-	-100,0%
Depreciación.	2,9%	4,8%	-4,9%	10,0%
Amortización.	-14,1%	14,2%	-12,5%	3,3%
Otros gastos varios de operación.	-1,0%	-14,6%	-17,1%	48,9%
Total	10,8%	-7,4%	-7,7%	15,6%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

Tabla N°30. Proporción de las cuentas sobre el total de costos y gastos.

Análisis Vertical	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11
Compra de energía.	42,3%	42,8%	42,4%	43,5%
Compra de gas.	31,8%	31,9%	34,7%	31,2%
Gastos de personal.	7,4%	7,6%	7,5%	6,5%
Gastos de operación y mantenimiento.	6,6%	5,4%	3,5%	6,2%
Gastos de administración.	4,3%	3,9%	4,1%	4,6%
Costos de mercadotecnia.	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
Costos de distribución.	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%
Gastos de investigación y desarrollo.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Depreciación.	4,9%	5,3%	4,7%	4,5%
Amortización.	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Otros gastos varios de operación.	1,5%	1,7%	1,8%	2,0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Tabla creación propia en base a información obtenida EEFF CGE.

Como se puede observar, los mayores costos de la empresa corresponden a la compra de energía (la empresa no es generadora de energía, solo transmisora y distribuidora) y a la compra de gas tanto licuado (propano) como gas natural. Estos costos representan en promedio un 76% del total de los costos de la empresa.

6.8 Análisis de Cuentas no operacionales.

Se procederá a identificar si alguna de las cuentas no operacionales del Estado de Resultados del grupo CGE que son de carácter recurrente para los años 2010 a Junio de 2015, donde se analizaron las siguientes cuentas:

Ingresos financieros¹⁰: Los ingresos financieros de la empresa corresponden a intereses comerciales, ingresos por activos financieros y por otros ingresos financieros, donde estos se podrían desglosar en depósitos a plazo, intereses por préstamos y

¹⁰ El objetivo de los forwards de moneda, forwards de tasas, y cross currency swaps es reducir el riesgo financiero de flujos de ingresos y de egresos comprometidos en diferentes tipos de moneda

cuentas por cobrar, operaciones Cross Currency Swaps, operaciones Forwards de monedas, opciones y activos de cobertura.

Costos financieros: Los costos financieros de la compañía corresponden a gastos por préstamos bancarios, amortización de bonos, amortización de pagarés, gastos por valorización de derivados financieros y por arrendamientos financieros.

Participación en las ganancias (perdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen usando el método de participación: La empresa mantiene inversiones tanto en empresas asociadas como en empresas de sociedades de control conjunto, donde las empresas asociadas son las siguientes.

- Campanario Generación S.A.
- Gas Natural Producción S.A.
- Gasmarket S.A.
- Vectores Energéticos S.A.
- Montagas S.A.
- Energas S.A.
- Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.

En lo que corresponde a las empresas de sociedades de control conjunto son las siguientes:

- Norelec S.A.: CGE presenta una participación del 50%.
- Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.: CGE presenta una participación del 20%.
- Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.: CGE presenta una participación del 10%.
- Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.: CGE presenta una participación del 47%.
- Gasoductos Gasandes S.A.: CGE presenta una participación del 47%.
- Andes Operaciones y Servicio S.A.: CGE presenta una participación del 50%.
- Gascart S.A.: CGE presenta una participación del 50%.

- Gasnor S.A.: CGE presenta una participación del 3%.
- Hualpén Gas S.A.: CGE presenta una participación del 50%.
- GNL Quintero S.A.: CGE presenta una participación del 20%.
- GNL Chile S.A.: CGE presenta una participación del 33%.

En esta partida se reconocen las utilidades o pérdidas que le corresponden en estas sociedades según su participación accionaria. Cabe destacar que las actividades de dichas sociedades son complementarias a aquellas que realiza la empresa. El ingreso por la participación en asociadas y sociedades de control en conjunto se puede considerar como recurrente.

Diferencias de cambio y resultado por unidades de reajuste: Corresponde al resultado neto producto de la actualización de activos y pasivos que se encuentren expresados en monedas y unidades de reajuste diferentes a la moneda funcional (US\$) y por cambios en los valores razonables de los instrumentos financieros. Para la proyección de esta partida se consideró una tasa promedio de crecimiento del 2,7%, la cual es la que se ha observado como promedio los últimos 5 años y se encuentra dentro del rango meta del banco central.

Tabla N°31. Ingresos y Costos no operacionales.

Valores en UF	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Ingresos financieros					
Intereses comerciales.	333.108	341.883	351.227	360.834	370.712
Ingresos por otros activos financieros.	268.069	275.131	282.650	290.381	298.331
Otros ingresos financieros.	68.132	69.927	71.838	73.803	75.823
Ingresos financieros	669.308	686.940	705.715	725.018	744.867
Costos financieros					
Gastos por préstamos bancarios.	-1.812.194	-1.859.934	-1.910.767	-1.963.033	-2.016.774
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	-2.235.036	-2.293.915	-2.356.608	-2.421.070	-2.487.351
Gastos por obligaciones con el público (pagarés).	-28.144	-28.885	-29.674	-30.486	-31.321
Gastos por arrendamientos financieros.	-49.561	-50.866	-52.257	-53.686	-55.156
Otros gastos.	-439.249	-450.821	-463.142	-475.811	-488.837
Costos financieros.	-4.564.184	-4.684.422	-4.812.448	-4.944.086	-5.079.438
Participación en ganancia (perdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	1.244.005	1.276.777	1.311.672	1.347.551	1.384.442

Diferencias de cambio por activos

Efectivo y equivalentes al efectivo.	-15.110	-15.508	-15.932	-16.368	-16.816
Otros activos financieros.	-489	-502	-516	-530	-544
Otros activos no financieros.	-186	-191	-196	-202	-207
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8.507	8.732	8.970	9.216	9.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	24.822	25.476	26.172	26.888	27.624
Inventarios.	-21.053	-21.608	-22.198	-22.806	-23.430
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	-	-	-	-	-
Total	-3.509	-3.601	-3.700	-3.801	-3.905

Diferencias de cambio por pasivos

Otros pasivos financieros.	-16.133	-16.558	-17.011	-17.476	-17.954
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	9.058	9.297	9.551	9.812	10.081
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	439	451	463	476	489
Otras provisiones.	189	194	199	204	210
Total	-6.447	-6.617	-6.798	-6.984	-7.175

Total diferencia de cambios neta	-9.956	-10.218	-10.498	-10.785	-11.080
---	---------------	----------------	----------------	----------------	----------------

Total Resultados por unidades de reajuste	-2.014.459	-2.067.527	-2.124.033	-2.182.133	-2.241.873
--	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Fuente: Tabla creación propia.

6.9 Análisis de Activos.

A continuación se detallan los activos del grupo a Junio del año 2015 y se clasifican entre operacionales y no operacionales. De acuerdo a la teoría financiera los activos no operacionales son aquellos que no son utilizados para el desarrollo del negocio de la compañía por lo que se podrían prescindir de ellos.

Tabla N°32. Activos no operacionales.

Activos	30-06-15
Activos corrientes	
Efectivo y equivalentes al efectivo	Operacional
Otros activos financieros corrientes	Operacional
Otros activos no financieros corrientes	Operacional
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Operacional
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	Operacional
Inventarios corrientes	Operacional
Activos por impuestos corrientes, corrientes	Operacional
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	Operacional
Activos no corrientes	
Otros activos financieros no corrientes	Operacional
Otros activos no financieros no corrientes	Operacional
Cuentas por cobrar no corrientes	Operacional
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	Operacional
Inventarios, no corrientes	Operacional
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Operacional
Activos intangibles distintos de la plusvalía	Operacional
Plusvalía	No operacional
Propiedades, planta y equipo	Operacional
Propiedad de inversión	No operacional
Activos por impuestos corrientes, no corrientes	Operacional
Activos por impuestos diferidos	Operacional

Fuente: Tabla creación propia.

6.10 Activos no operacionales.

Plusvalía: Es el mayor valor por el bien adquirió por la empresa, en este caso las empresas sobre las cuales se mantiene plusvalía son:

- Gasco S.A.
- Sociedad Electricidad del Sur S.A.
- Inmobiliaria Coronel S.A.
- Empresa Eléctrica EMEC S.A
- Metrogas S.A.
- Gas Sur S.A.
- Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.
- Energía del Limarí S.A
- Empresas Emel S.A.
- Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.
- Grupo Unigas S.A.
- GB Inversiones S.A.S. E.S.P.

Este grupo de empresas, representan una plusvalía a junio del 2016 de UF 10.934.049 no presentado a esa fecha deterioro de valor.

- Propiedad de inversión: Cuenta relacionada a las propiedades de la empresa para la obtención de rentas. En el caso de CGE, esta cuenta representa a junio del 2015 UF 387.407, presentando retiros o desaprobaciones de propiedades de inversión por UF 48.457, es decir, se venda o cuando la propiedad de inversión quede permanentemente retirada de uso y no se esperen beneficios económicos futuros procedentes de su disposición.

CAPÍTULO VII: PROYECCIÓN DE EERR.

7.1 Proyección de Ingresos Operacionales.

7.1.1 Distribución Chile.

Para proyectar los ingresos de Chile en lo que corresponde a la distribución se consideró el crecimiento de clientes y el crecimiento de la precio promedio cobrado por cliente. Donde para el crecimiento de los clientes primero se consideró el crecimiento semestral de Junio a diciembre para determinar la proyección a diciembre del 2015 a través de un promedio simple de las tasas de los periodos 06-2013 /12-2013 y 06-2014/12-2014. En el caso de las tasas de crecimiento ocupadas para las proyecciones anuales, se tomó el promedio de crecimiento anual de los últimos 4 años que corresponde a una tasa promedio del 3,1%. Una vez realizado esto, se proyectó precio promedio que se cobra por cliente en Chile, que corresponde a UF 18,1, sin embargo, se tomó el precio promedio por cliente finalizado el año 2014 de 19 UF dado que ha aumentado el precio de la energía producto de la crisis hídrica que atraviesa el país.

Tabla N°33. Calculo proyección tasas de crecimiento semestral (UF).

Calculo tasas de crecimiento semestral

Distribución Eléctrica en Chile - GRUPO CGE	Jun-2015	Dic-2014	Jun-2014	Dic-2013	Jun-2013	Dic-2012
Número de clientes	2.674.550	2.643.585	2.609.186	2.571.753	2.533.827	2.429.597
Energía vendida (GWh)	6.918	13.331	6.722	12.887	6516	11.755
Ingresos Distribución (UF)	26.119.213	50.707.027	23.787.689	45.753.302	22.101.818	44.259.769
Precio promedio Energía vendida por 1 GWH	3.776	3.804	3.539	3.550	3.392	3.765
Ingreso promedio por número de clientes	10	19	9	18	9	18
Crecimiento clientes	1,2%	1,3%	1,5%	1,5%	4,3%	
Crecimiento precio Energía vendida por 1 GWH	6,7%	7,1%	4,3%	-5,7%		
Crecimiento Energía Vendida	2,9%	3,4%	3,2%	9,6%		

Fuente: Tabla creación propia

Tabla N°34. Calculo proyección tasas de crecimiento anual (UF).

Calculo tasas de crecimiento anual

Distribución Eléctrica en Chile - GRUPO CGE	Dic-2014	Dic-2013	Dic-2012	Dic-2011	Dic-2010
Número de clientes	2.643.585	2.571.753	2.487.666	2.429.597	2.342.355
Energía vendida (GWh)	13.331	12.887	12.338	11.755	11.304

Ingresos Distribución (UF)	50.707.027	45.753.302	44.259.769	42.727.963	43.518.261	Promedio
Precio promedio Energía vendida por 1 GWh	3.804	3.550	3.587	3.635	3.850	3.644
Ingreso promedio por número de clientes	19,18	17,79	17,79	17,59	18,58	18,09
Crecimiento clientes	2,8%	3,4%	2,4%	3,7%		3,1%
Crecimiento precio energía vendida por 1 GWh	7,1%	-1,0%	-1,3%	-5,6%	5,6%	-0,2%
Crecimiento Energía Vendida	3,4%	4,4%	5,0%	4,0%		

Fuente: Tabla creación propia

Ya con los datos obtenidos anteriormente, simplemente se proyectó multiplicando las proyecciones de clientes por el precio promedio calculado por cada cliente, dando los siguientes ingresos.

Tabla N°35. Proyección Ingresos (UF).

	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Proyección Número de clientes	2.712.197	2.795.514	2.881.392	2.969.907	3.061.142
Proyección Energía vendida (GWh)	13.736	14.107	14.488	14.879	15.281
Ingresos proyectado por precio promedio cliente	52.023.076	53.621.209	55.268.437	56.966.267	58.716.253

Fuente: Tabla creación propia.

Cabe destacar que no se pudo realizar la proyección de acuerdo al precio nudo presente actualmente ni a las proyecciones de este precio, dado que la compañía no presenta información de cuantos clientes presenta de forma regulada y cuantos clientes libres tiene.

7.1.2 Transmisión Chile.

Para proyectar los ingresos por transmisión en Chile, se consideró la energía vendida y se proyectó bajo un crecimiento del 2,7%, este porcentaje se obtuvo del “estudio de Previsión de Demanda 2015-2035”, estudio emitido por el centro de despacho económico de carga del sistema interconectado centra. En este se proyecta la tasa de crecimiento ya mencionada para los sistemas SIC y SING. Bajo esto, se toma el 98% de esta energía vendida que CGE obtiene de sus transmisoras (el saldo CGE la compra a otras fuentes de generación de energía) y se multiplica por el precio promedio obtenido por el precio de 1 GWH en UF que se cobra durante el primer semestre del 2015 para poder obtener los ingresos a diciembre del 2015. Para el resto de los años se toma también el precio a junio del 2015, ¿Por qué este precio por 1 GWH a junio del 2015 y no el promedio de los años anteriores? Es porque este precio es fijado por normas tarifarias y se observa en el estudio que presenta una baja, por lo que si tomáramos el promedio el precio sería mayor al que actualmente la norma lo indica.

Tabla N°36. Calculo proyección tasas de crecimiento semestral (UF).

Calculo tasas de crecimiento semestral

Transmisión y Transformación de Electricidad - GRUPO CGE	Jun-2015	Dic-2014	Jun-2014	Dic-2013	Jun-2013	Dic-2012
Energía retirada del sistema de sub transmisión GWH	6.820	13.022	6.593	12.468	6.392	11.654
Ingresos Transmisión (UF)	1.805.055	3.570.319	1.776.058	3.624.290	1.535.857	3.402.636
Precio promedio Energía vendida por 1 GWH UF	265	274	269	291	240	292
De la energía vendida cuanto viene de CGE Transmisión	99%	98%	98%	97%	98%	99%

Fuente: Tabla creación propia.

Tabla N°37. Calculo proyección tasas de crecimiento anual (UF).

Calculo tasas de crecimiento anual

Transmisión y Transformación de Electricidad - GRUPO CGE	Dic-2014	Dic-2013	Dic-2012	Dic-2011	Dic-2010
Energía retirada del sistema de sub transmisión GWH	13.022	12.468	11.654	11.027	8.749

Ingresos Transmisión (UF)	3.570.319	3.624.290	3.402.636	3.325.049	3.001.142	Promedio
Precio promedio Energía vendida por 1 GWH UF	274	291	292	302	343	290
De la energía vendida cuanto viene de CGE Transmisión	98%	97%	94%	94%	77%	96%

Fuente: Tabla creación propia.

Tabla N°38. Proyección Ingresos (UF).

	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Proyección Energía vendida (GWh)	13.736	14.107	14.488	14.879	15.281
Ingresos proyectado	3.572.054	3.572.158	3.668.607	3.767.659	3.869.386

Fuente: Tabla creación propia .

7.1.3 Distribución y Transmisión Argentina.

Para este cálculo como no se indica los ingresos de distribución por parte de Argentina, se saca estos por diferencia de los ingresos de Chile, no dando valores creíbles, por lo que dado que Argentina corresponde al 9% de los ingresos por electricidad de CGE (Transmisión y Distribución), se toma los ingresos de Chile y se calcula el 9% de estos ingresos, para el resto de los años se proyectaran estos con una tasa conservadora del 1% para proyectar sus ingresos.

7.1.4 Gas natural Chile.

Para la proyección de los ingresos de gas natural en Chile, primero se proyectó el número de clientes que presentara la empresa a diciembre del 2015, esto se realizó con una tasa de crecimiento del 3%, tasa que es la misma que la empresa ha presentado de forma semestral los últimos 2 años y medio. En el caso de la proyección anual, se utilizó el promedio de las tasas de crecimiento anuales de clientes, donde cabe señalar que no se consideró la tasa de crecimiento del año 2013 dado que se encuentra fuera del rango que presenta las tasas de crecimiento de los clientes los otros años (esto se debe a que la mantención de la participación de la Empresa en el mercado inmobiliario, año en que el mercado inmobiliario presentó un crecimiento mayor).

Como segundo paso se tomó un precio promedio de venta por cliente de los años 2013 y 2014, no se consideraron los otros años debido a que durante el año 2012 la empresa firmó un nuevo acuerdo de compra de gas con la británica British Gas (BG), lo que le permitió asegurar el suministro del hidrocarburo a un precio menor del que antes pagaba, donde reduce de US\$ 15 por millón de BTU a cerca de US\$ 10 por millón de BTU el precio de adquisición del gas. Bajo lo anteriormente explicado, se tiene un precio promedio de ingreso por cliente de UF 26.5 con el cual se proyectan los ingresos

Tabla N°38. Calculo proyección tasas de crecimiento semestral (UF).

Calculo tasas de crecimiento semestral

Gas Natural Chile	Jun-2015	Dic-2014	Jun-2014	Dic-2013	Jun-2013	Dic-2012
Ventas Físicas millones de m3 (*)	506	1.230	568	1.158	534	1.098
Nº de clientes	681.996	661.238	644.863	629.135	605.347	557.510
Venta Gas Natural a eléctricas	2.223.473	2.438.691	2.076.139	2.076.139	2.068.859	3.910.849
Venta Gas Natural a Personas	5.366.916	15.613.378	8.404.161	14.037.396	7.116.893	15.727.718
Total Ingresos Gas natural Chile	7.590.389	18.052.069	10.480.300	16.113.535	9.185.751	19.638.567
% de participación segmento a eléctricas	29%	14%	20%	13%	23%	20%
% de participación segmento a personas	71%	86%	80%	87%	77%	80%
Ingreso promedio por número de clientes	11	27	16	26	15	35
Crecimiento número de clientes	3%	3%	3%	4%	9%	

Fuente: Tabla creación propia.

Tabla N°39. Calculo proyección tasas de crecimiento anual (UF).

Calculo tasas de crecimiento anual

Gas Natural Chile	Dic-2014	Dic-2013	Dic-2012	Dic-2011	Dic-2010
Ventas Físicas millones de m3 (*)	1.230	1.158	1.098	1.069	1.036
Nº de clientes	661.238	629.135	557.510	551.315	544.026
Venta Gas Natural a eléctricas	2.438.691	2.076.139	3.910.849	-	-
Venta Gas Natural a Personas	15.613.378	14.037.396	15.727.718	19.017.415	13.587.149
Total Ingresos Gas natural Chile	18.052.069	16.113.535	19.638.567	19.017.415	13.587.149
% de participación segmento a eléctricas	14%	13%	20%	0%	0%
% de participación segmento a personas	86%	87%	80%	100%	100%
Ingreso promedio por número de clientes	27,3	25,6	35	34	25
Crecimiento número de clientes	5%	13%	1%	1%	

Fuente: Tabla creación propia.

Tabla N°40. Proyección Ingresos (UF).

	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
N° de clientes	701.226	718.911	737.043	755.631	774.689
Ingresos proyectado Gas Natural Chile	18.551.845	19.019.736	19.499.428	19.991.218	20.495.412

Fuente: Tabla creación propia.

7.1.5 Gas Licuado Colombia, Chile y Gas natural Argentina.

Dado que no se cuenta con el detalle de los ingresos por venta de GLP en Colombia, Chile y Gas natural de Argentina, no se puede obtener la variación de sus ingresos por estos segmentos, por lo que para obtener sus ingresos proyectados, se calcula el promedio que gas natural Chile representa en el total consolidado de Gasco, que es del 43%, por lo que por en base a esta referencia se calcula el 57% restante en base a los ingresos por gas natural, entendiendo que se está asumiendo la misma tasa de crecimiento que presenta el gas natural.

Tabla N°41. Proyección Ingresos (UF)

	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
N° de clientes	701.226	718.911	737.043	755.631	774.689
Ingresos proyectado Gas Natural Chile	18.551.845	19.019.736	19.499.428	19.991.218	20.495.412
Venta de Gas Licuado Colombia y Chile y gas natural argentina (+)	24.591.981	25.212.209	25.848.079	26.499.987	27.168.337
Total Venta Gas	43.143.826	44.231.945	45.347.508	46.491.206	47.663.748

Fuente: Tabla creación propia.

7.2 Proyección de Costos de Operación.

Para la proyección de los costos de operación, se consideró la proporción de los costos sobre los ingresos y no la proyección de cada una de las cuentas de los costos. Esto debido a las variaciones que presentan los costos, lo que no hace posible tomar un promedio estable para proyectar estas cuentas, adicionalmente, estos costos están asociados a variables exógenas que con el tipo de información que se cuenta no es posible determinar con un nivel de certidumbre alto, como por ejemplo no se cuenta con información en detalle de los costos de Gasco ni se cuenta con la información de las operaciones de Argentina ni de Colombia. Por otro lado en el caso de la distribución, este costo está asociado al cálculo del precio nudo y del valor agregado de distribución donde estos están correlacionado al tipo de generación que se presente, generación que puede ser difícil de determinar ante los diferentes problemas que enfrenta el país como es la sequía y la depreciación del tipo de cambio por nombrar algunos. Es por esto que al observar que se presenta un margen constante de costos sobre ingresos en los últimos 4 años se toma este margen para la proyección de los costos de operación.

Las otras cuentas operacionales también fueron proyectadas en función al promedio que presentan en los últimos 4 años. En los casos de detectar que en un periodo una cuenta presentaba un comportamiento que no correspondía al comportamiento histórico, no se consideraba ese dato para determinar el promedio.

7.3 Depreciación y amortización.

Para proyectar la depreciación y amortización, se tomó como promedio la proporción de estas cuentas sobre el total de ingresos, observándose una proporción constante como se muestra a continuación.

Tabla N°42. Depreciación y amortización últimos 5 periodos (UF).

	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11	Dic-10	Promedio
Depreciación	-4,39%	-4,54%	-4,17%	-4,25%	-4,32%	-4,33%
Amortización	-0,24%	-0,30%	-0,25%	-0,28%	-0,30%	-0,27%

Fuente: Tabla creación propia.

En base a esto se proyectó estas cuentas tomando el promedio de esta proporción con los ingresos proyectados, dando el siguiente resultado.

Tabla N°43. Proyección depreciación y amortización (UF).

	Jun-15	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Depreciación	-2.314.164	-5.100.055	-5.234.410	-5.377.467	-5.524.560	-5.675.804
Amortización	-118.890	-311.375	-319.578	-328.312	-337.293	-346.526

Fuente: Tabla creación propia.

7.4 Inversión en reposición e Inversión en activos fijos.

Para proyectar la inversión en reposición e inversión de activos fijos se consultaron las memorias de la empresa, primero se comparó lo declarado en las memorias de lo que se indicaba como inversión para el año venidero con lo efectivamente realizado, descubriendo las siguientes diferencias.

Tabla N°44. Inversiones declaradas y realizadas últimos 2 años en USD.

Año	Declarado	Ejecutado
2014	424.000.000	294.000.000
2015	331.000.000	99.288.572

Como se puede observar, al finalizar el año 2013, se declaró inversiones por USD 424.000.000, donde finalmente se ejecutó un 69% de este presupuesto. Al finalizar el año 2014, se declaró un presupuesto de USD 331.000.000, monto que ha junio de este año se ha ejecutado un 30%, es por esto, que no se considera lo informado en las memorias como proyección de inversiones de la empresa.

Para proyectar las inversiones de la empresa, se tomó como promedio inversiones por USD 328.000.000 aproximadamente por año de acuerdo a lo observado históricamente por la empresa en su flujo de caja de inversiones.

Debido a que la empresa no registra la cuenta de reposición o inversiones permanentes, se consideró la inversión de reposición como la misma cantidad que la depreciación y amortización por cada periodo proyectado y el diferencial que quede para poder llegar a los USD 328.000.000 anual se considera como inversiones en activos (CAPEX).

7.5 Capital de trabajo.

El capital de trabajo para efectos de determinar el flujo de caja libre está referido específicamente al capital de trabajo operativo neto que corresponde por definición a la diferencia entre activos corrientes que no devengan intereses y pasivos corrientes que no devengan intereses. Dado lo anterior, y con el objetivo de determinar el capital de trabajo se identificaron los activos corrientes y pasivos corrientes que no devengan intereses, considerando los Estados Financieros.

De acuerdo a lo calculado, la empresa presenta un exceso de capital de trabajo durante los últimos 5 periodos, presentando:

Tabla N°45. Calculo necesidad capital de trabajo (UF).

CTON	Dic-14	Dic-13	Dic-12	Dic-11	Dic-10
Activos					
Existencias	2.520.118	3.035.473	4.143.245	3.282.825	3.281.035
Cuentas por Cobrar	20.009.746	18.010.873	16.498.042	19.296.895	22.081.402
Pasivos					
Proveedores	13.324.108	14.957.757	13.428.833	9.465.520	9.758.981
Acreedores Varios	1.445.020	1.159.491	1.202.333	795.019	715.932

CTON	7.760.736	4.929.098	6.010.121	12.319.181	14.887.524
-------------	------------------	------------------	------------------	-------------------	-------------------

CTON (% ingresos)	7%	5%	6%	12%	16%
CTON (Días ventas)	27	18	21	42	57

Fuente: Tabla creación propia.

En base a lo anteriormente calculado se obtiene como promedio .

Capital de trabajo operativo neto (% ingresos)	9%
Capital de trabajo operativo neto (Días ventas)	33

En base a este promedio anual de días calculado se puede proyectar la inversión en capital de trabajo necesaria para los periodos proyectados, la cual sería:

Tabla N°46. Proyección CTON (UF).

	Jun-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Inversión en Capital de Trabajo	194.665	363.411	386.951	397.866	409.094

Fuente: Tabla creación propia.

7.6 Activos prescindibles.

Como activos prescindibles se considera a aquellos que no están destinados al negocio principal de la empresa. Con el objetivo de identificar dichos activos se realizó un análisis de las cuentas que conforman los activos del grupo presentadas en los Estados Financieros. Del análisis efectuado se determinó que los activos prescindibles corresponden a las siguientes cuentas a Junio del 2015:

Tabla N°47. Activos prescindibles (UF).

	Jun-2015
Otros activos financieros no corrientes	9.651
Otros activos no financieros no corrientes	16.133
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	2.415.920
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.322.614
Plusvalía	10.934.049
Propiedades, planta y equipo	121.232.945
Propiedad de inversión	387.407
Fuente: Tabla creación propia	146.318.720

CAPÍTULO VIII: PROYECCIÓN ESTADOS DE RESULTADOS

En base a los supuestos y ajustes señalados con anterioridad, se construyeron los estados de resultado del segundo semestre 2015 al año 2019, dando como resultado.

Valores en UF	30-12-15	30-12-16	30-12-17	30-12-18	30-12-19	30-12-20
Venta Distribución Chile	52.023.076	53.621.209	55.268.437	56.966.267	58.716.253	60.519.999
Venta Transmisión Chile	3.572.054	3.572.158	3.668.607	3.767.659	3.869.386	3.973.859
Venta Transmisión y Distribución Argentina	5.498.419	5.553.404	5.608.938	5.665.027	5.721.677	5.778.894
Venta de Energía	61.093.550	62.746.771	64.545.981	66.398.953	68.307.316	70.272.752
Gas Natural Chile	18.551.845	19.019.736	19.499.428	19.991.218	20.495.412	21.012.321
Venta de Gas Licuado Colombia y Chile y gas natural argentina (+)	24.591.981	25.212.209	25.848.079	26.499.987	27.168.337	27.853.542
Venta de Gas	43.143.826	44.231.945	45.347.508	46.491.206	47.663.748	48.865.864
Ventas	104.237.376	106.978.717	109.893.489	112.890.158	115.971.065	119.138.616
Otros ingresos	13.322.057	13.677.674	14.060.468	14.454.381	14.859.740	15.276.884
Ingresos de actividades ordinarias	117.559.433	120.656.390	123.953.957	127.344.539	130.830.805	134.415.500
Depreciación	-4.762.178	-4.887.632	-5.021.212	-5.158.560	-5.299.784	-5.444.995
Amortización	-240.926	-247.273	-254.031	-260.980	-268.125	-275.471
Costo de venta.	-89.593.922	-91.954.162	-94.467.291	-97.051.307	-99.708.246	-102.440.200
Total Costo de Venta	-94.597.026	-97.089.067	-99.742.534	-102.470.847	105.276.155	-108.160.666

Valores en UF	30-12-15	30-12-16	30-12-17	30-12-18	30-12-19	30-12-20
Ganancia Bruta	22.962.407	23.567.323	24.211.423	24.873.692	25.554.650	26.254.834
Otros ingresos, por función	327.944	336.579	345.769	355.219	364.935	374.925
Costo de distribución.	-863.199	-885.939	-910.152	-935.048	-960.647	-986.968
Depreciación	-337.877	-346.778	-356.256	-366.000	-376.020	-386.323
Amortización	-70.449	-72.305	-74.281	-76.313	-78.402	-80.550
Costos de Administración	-8.903.091	-9.137.631	-9.387.365	-9.644.143	-9.908.167	-10.179.646
Costo de administración.	-9.311.417	-9.556.714	-9.817.902	-10.086.456	-10.362.589	-10.646.519
Otros gastos por función.	-723.489	-742.549	-762.843	-783.709	-805.165	-827.226
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	138.066	141.703	145.576	149.558	153.652	157.862
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	12.530.311	12.860.402	13.211.872	13.573.255	13.944.837	14.326.909
Ingresos financieros	669.308	686.940	705.715	725.018	744.867	765.276
Costos financieros.	-4.564.184	-4.684.422	-4.812.448	-4.944.086	-5.079.438	-5.218.612

Valores en UF	30-12-15	30-12-16	30-12-17	30-12-18	30-12-19	30-12-20
Participación en ganancia (perdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	1.244.005	1.276.777	1.311.672	1.347.551	1.384.442	1.422.375
Total diferencia de cambios neta	-9.956	-10.218	-10.498	-10.785	-11.080	-11.383
Total Resultados por unidades de reajuste	-2.014.459	-2.067.527	-2.124.033	-2.182.133	-2.241.873	-2.303.299
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	7.855.026	8.061.952	8.282.279	8.508.820	8.741.755	8.981.265
Gasto por impuestos a las ganancias	1.963.756	2.015.488	2.070.570	2.127.205	2.185.439	2.245.316
Ganancia (pérdida)	5.891.269	6.046.464	6.211.709	6.381.615	6.556.316	6.735.949

Para el cálculo de los impuestos, se calculó bajo la reforma tributaria que fue aprobada, por lo que se calculó con las siguientes tasas impositivas desde diciembre del 2015 hacia adelante:

- Año 2015: Tasa del 22,5%
- Año 2016: Tasa del 24%
- Año 2017 hacia el infinito: 27%

Se eligió el sistema semi-integrado tributario para el cálculo de los impuestos

CAPÍTULO IX: PROYECCIÓN DE FLUJOS DE CAJA LIBRE¹¹

Ya con los estados de resultados proyectados se procede a realizar primero el cálculo del flujo de caja bruto de la empresa, donde además se estima el valor terminal, para esto se utilizó el método denominado “Valor a Perpetuidad sin Crecimiento”, que corresponde al valor de la empresa a partir del año siguiente de proyección, en este caso el año 2020 sin oportunidades de crecimiento. A continuación se presenta la fórmula que fue utilizada para realizar el cálculo del valor terminal del año 2019:

$$\text{Valor Terminal} = \frac{\text{Flujo de caja libre 2020}}{WACC (ko)}$$

Donde calcular el Flujo de Caja Libre del año 2020, se consideró el flujo de caja bruto del último año de la proyección (2019) y se descontó la inversión en reposición, correspondiente al 100% del monto de la depreciación y amortización los activos fijos y se estableció que las nuevas inversiones en activo y en capital de trabajo serian cero.

¹¹ Este supuesto de valoración por fue entregado por la Escuela de Postgrado de la Facultad Economía y Negocios de la Universidad de Chile.

Tabla N°48. Flujo de caja bruto en UF.

FLUJO DE CAJA BRUTO	Jun-15	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19	Dic-20
Depreciación	2.314.164	5.100.055	5.234.410	5.377.467	5.524.560	5.675.804	5.675.804
Amortización	118.890	311.375	319.578	328.312	337.293	346.526	346.526
Ingresos financieros después de impuestos	-224.149	-518.714	-522.075	-515.172	-529.263	-543.753	-543.753
Costos financieros	1.296.764	3.423.138	3.513.316	3.609.336	3.708.064	3.809.579	3.809.579
Otros Ingresos fuera de explotación después de impuestos	-234.336	-933.004	-957.583	-983.754	-1.010.663	-1.038.331	-1.038.331
Diferencias de cambio	-16.686	-9.956	-10.218	-10.498	-10.785	-11.080	-11.080
Resultados por unidades de reajuste	-555.435	-2.014.459	-2.067.527	-2.124.033	-2.182.133	-2.241.873	-2.241.873

FLUJO DE CAJA BRUTO **5.992.352** **11.446.080** **11.636.985** **11.727.723** **12.048.512** **12.378.353** **12.378.353**

Fuente: Tabla creación propia.

Tabla N°49. Flujo de caja libre en UF.

Fuente: Tabla creación propia.

FLUJO DE CAJA LIBRE	Jun-15	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18	Dic-19	Dic-20
Inversión en Reposición	2.433.054	5.411.430	5.553.988	5.705.779	5.861.853	6.022.331	6.356.023
Inversión en Nuevo Activo Fijo	1.425.365	2.050.819	1.908.261	1.756.469	1.600.396	1.439.918	-
Inversión en Capital de Trabajo	152.911	285.462	303.953	312.527	321.347	-	-

FLUJO DE CAJA LIBRE **1.981.022** **3.698.369** **3.870.782** **3.952.947** **4.264.916** **4.916.104** **6.356.023**

VALOR TERMINAL **149.413.735**

FLUJO DE CAJA LIBRE + VALOR TERMINAL **1.981.022** **3.698.369** **3.870.782** **3.952.947** **4.264.916** **154.329.840**

CAPÍTULO X: VALOR ECONÓMICO DEL PATRIMONIO Y PRECIO DE LA ACCIÓN.

Tabla N°50. Valor Patrimonio Económico en UF y precio de la acción en \$.

Valor patrimonio económico	
Valor de los Activos Operacionales	138.582.016
Activos Prescindibles	26.256.875
Exceso (déficit) en Capital de Trabajo	152.911
Valor de los Activos Totales	164.991.802
Deuda Financiera	-65.146.645
Patrimonio Económico	99.845.157

Nª Acciones	416.710.367
Precio objetivo UF	0,24
Precio objetivo en \$	5.986

Considerando el método de FCD, el valor del patrimonio de la compañía al 30 de junio del año 2015 es de UF 99.845.157 lo que dividido por el número de acciones en circulación de la compañía da un valor en UF para cada acción de 0,24, lo que considerando la UF al 30 de junio del año 2013 equivale a \$5.986. Como referencia el precio de cierre de la acción el día de la valoración en la Bolsa de Comercio de Santiago es de \$3.300.

CONCLUSIONES.

En el análisis de valoración por flujo de caja se obtuvo un precio de la acción de \$5.986, lo que comparándolo con el precio de la acción al 30 de junio que correspondía a \$3.300, esta sobre un 81,4%. Una de las razones del por que el precio actual de la acción es menor es que el método de valorización utilizado son en base a los supuestos de mercado eficiente, sin embargo, el precio actual de la acción en el mercado puede estar influenciado por tanto situaciones exógenas como endógenas lo que provocaría que no se estuviese respetando este supuesto de mercado eficiente, esto podría ser a visión del autor de este trabajo los esfuerzos por parte de la empresa para disminuir de forma artificial el precio de la acción para poder comprar a un mejor precio las acciones que un no se encuentran en poder de los controladores, es decir, la empresa podría estar destruyendo de forma artificial el valor de las acciones en el mercado

Adicionalmente también podría estar influenciado la escasas hídrica por la que pasa el país, sobre todo en la zona centro norte donde CGE presenta su mayor presencia, lo que causa que el mercado asuma que la empresa no contara con los suficientes recursos hídricos para satisfacer la demanda y por lo tanto su nivel de ingresos a recibir se vea reducido y no sea la demanda e ingresos de acuerdo a los niveles proyectados en este trabajo

A la fecha final de este informe (31 de diciembre del 2015) la acción se encuentra en \$3.500 y la acción a sido fuertemente influenciada por los anuncios de reorganización societaria del segmento gas donde Gasco GN se dedicará al negocio del gas natural y Gasco S.A. acumulará el negocio del gas licuado del petróleo (GLP).

BIBLIOGRAFÍA.

- Adeera. (2015). Informes Anuales de Demanda asociación de distribuidores de Energía Eléctrica de la república Argentina 2014. Recuperado el 28 de agosto de 2015, de Adeera, en : <http://goo.gl/d11zkF>.
- AGN (2015). *Documentos*. Recuperado el 29 de octubre del 2015, de agnchile: <http://goo.gl/PaEwYp>.
- AGN (2015). *Gas natural*. Recuperado el 14 de octubre del 2015, de agnchile: <http://goo.gl/jOAMe1>.
- AGN(2015). *Gas natural Licuado*. Recuperado el 16 de octubre del 2015, de agnchile: <http://goo.gl/1eHZEa>.
- Barrios, P. (2014). *Valoración de Gasco por Múltiplos*. Tesis Magister en Finanzas. Universidad de Chile, Santiago, Chile.
- Bolsa electrónica de Chile (2015). *Tablas de desarrollo bonos corporativos bolsa electrónica*. Recuperado 5 de octubre de 2015, de .bolchile: <http://goo.gl/OCPmpq>.
- Bolsa electrónica de Chile (2015). *Valorizador informativo de renta fija*. Recuperado el 10 de octubre de 2015, de .bolchile: <http://goo.gl/ZUvkhI>.
- CAMMESA (2014). *Informe anual compañía administradora del mercado eléctrico*. Recuperado el 18 de agosto 2015, en: <http://goo.gl/XU9AnA>.
- Central de Energía (2015). *Central de Información y discusión de energía en Chile*. Recuperado el 26 de agosto del 2015, en: <http://goo.gl/Br1ibp>.
- CGE (2015). *Estados Financieros*. Recuperado el 24 de septiembre de 2015, de CGE: <http://goo.gl/p8iOpf>.
- CGE (2015). *Presentaciones*. Recuperado el 24 de septiembre de 2015, de CGE: <http://goo.gl/cJggwB>.
- CNE (2015). *Estadística. Electricidad*. Recuperado el 3 de octubre de 2015, en: <http://goo.gl/JTyxZb>.
- CNE (2015). *Estadística. Hidrocarburo*. Recuperado el 3 de octubre de 2015, en: <http://goo.gl/Jsvl3p>.
- CNE (2015). *Estudios. Electricidad*. Recuperado el 29 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/r9d2wP>.

- CNE (2015). *Estudios. Hidrocarburo*. Recuperado el 29 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/SAVSk3>.
- CNE (2015). *Tarifación. Electricidad*. Recuperado el 5 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/6ve3sa>.
- CNE (2015). *Tarifación. Hidrocarburo*. Recuperado el 5 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/Rd4MJb>.
- Copec (2015). *Investor Kit*. Recuperado el 27 de agosto de 2015, de Copec: <http://goo.gl/0zhFxr>.
- CREG (2015). *Informe de Gestión 2014-2015*. Recuperado el 4 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/rYwbcp>.
- CREG (2015). *Sectores que regulamos*. Recuperado el 21 de octubre de 2015, en: <http://www.creg.gov.co/index.php/es>.
- Di Ciano, M. (2015). *Análisis de la Energía Eléctrica en Argentina*. Recuperado el 10 de agosto 2015, en: <http://goo.gl/OXQodk>.
- Enargas (2015). *Precios y tarifas*. Recuperado el 5 de septiembre de 2015, de enargas.gov: <http://goo.gl/4CAo2b>.
- Enargas. (2014). *Anuario 2013 Ente Nacional Regulador del Gas*. Recuperado 7 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/AnjiUk>.
- Enre (2015). *Tarifas*. Recuperado el 4 de septiembre de 2015, de enre.gov: <http://goo.gl/8kEx2B>.
- ENRE. (2015). *Empresas distribuidoras cuyo rendimiento compete al ENRE*. Recuperado el 15 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/Iu6X2B>.
- Estrategia.cl (2015). *Empresas Lipigas Los Alcances del Negocio Gasífero del Grupo Yaconi-Santa Cruz*. Recuperado el 30 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/7SMNo1>.
- Feller- Rate. (2015). *Clasificación de riesgo grupo CGE por Feller Rate*. Recuperado el 3 de octubre de 2015, de Feller- Rate, en: <http://goo.gl/KNh8bW>.
- GLP (2015). *Evaluación de impacto atmosférico de sistemas de calefacción domiciliaria*. Recuperado el 25 de octubre del 2015, de glpchile: <http://goo.gl/UYAQ7J>.
- Lipigas (2015). *Estados financieros*. Memorias anuales Lipigas. Recuperado el 13 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/HsPt0F>.

- Ministerio de Energía y Minería (2015). *Mercado Eléctrico Mayorista*. Recuperado el 13 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/8llXui>.
- Montecinos, G.; Morales, P. (2012). *Mercado eléctrico Argentino, ¿Qué es lo que queda?*. Recuperado el 2 de septiembre 2015, de PUC: <http://goo.gl/YOOCRt>.
- SEC (2015). *Combustibles*. Recuperado el 17 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/KmkFkP>.
- SEC (2015). *Electricidad*. Recuperado el 17 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/Gi902m>.
- SEC (2015). *Informes estadísticos de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles*. Recuperado el 7 de septiembre de 2015, en: <http://goo.gl/Hg8Qgl>.
- SIPG (2015). *Estadísticas*. Recuperado el 12 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/JhEhbo>.
- SIPG (2015). *Precios de combustibles*. Recuperado el 11 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/UnwQ0h>.
- SVS (2015). *Información Financiera*. Recuperado el 2 de septiembre de 2015, en <http://goo.gl/HRWoBT>.
- Unidad de Planeación Minero Energética (2013). *Informe cadena del Gas licuado de Petróleo- Colombia 2013*. Recuperado el 23 de agosto de 2015, en: <http://goo.gl/OQl90b>.

ANEXOS

Tabla de amortización de bono que fue seleccionado para determinar el costo de la deuda de la empresa

Fecha Vencimiento	Cuota Interés	Cuota Amortización	Interés	Amortización	Valor Total de la Cuota	Saldo Insoluto
11-02-09	1		126.423		126.423	5.500.000
11-08-09	2		126.423		126.423	5.500.000
11-02-10	3		126.423		126.423	5.500.000
11-08-10	4		126.423		126.423	5.500.000
11-02-11	5		126.423		126.423	5.500.000
11-08-11	6		126.423		126.423	5.500.000
11-02-12	7		126.423		126.423	5.500.000
11-08-12	8		126.423		126.423	5.500.000
11-02-13	9		126.423		126.423	5.500.000
11-08-13	10		126.423		126.423	5.500.000
11-02-14	11		126.423		126.423	5.500.000
11-08-14	12		126.423		126.423	5.500.000
11-02-15	13		126.423		126.423	5.500.000
11-08-15	14		126.423		126.423	5.500.000
11-02-16	15		126.423		126.423	5.500.000
11-08-16	16		126.423		126.423	5.500.000
11-02-17	17		126.423		126.423	5.500.000
11-08-17	18		126.423		126.423	5.500.000
11-02-18	19		126.423		126.423	5.500.000
11-08-18	20		126.423		126.423	5.500.000
11-02-19	21		126.423		126.423	5.500.000
11-08-19	22		126.423		126.423	5.500.000
11-02-20	23		126.423		126.423	5.500.000
11-08-20	24		126.423		126.423	5.500.000
11-02-21	25		126.423		126.423	5.500.000
11-08-21	26		126.423		126.423	5.500.000
11-02-22	27		126.423		126.423	5.500.000
11-08-22	28		126.423		126.423	5.500.000
11-02-23	29		126.423		126.423	5.500.000
11-08-23	30		126.423		126.423	5.500.000
11-02-24	31	1	126.423	458.334	584.757	5.041.666

Fecha Vencimiento	Cuota Interés	Cuota Amortización	Interés	Amortización	Valor Total de la Cuota	Saldo Insoluto
11-02-24	31	1	126.423	458.334	584.757	5.041.666
11-08-24	32	2	115.887	458.334	574.221	4.583.333
11-02-25	33	3	105.353	458.334	563.686	4.124.999
11-08-25	34	4	94.817	458.334	553.150	3.666.665
11-02-26	35	5	84.282	458.334	542.616	3.208.332
11-08-26	36	6	73.746	458.334	532.080	2.749.998
11-02-27	37	7	63.212	458.334	521.545	2.291.664
11-08-27	38	8	52.676	458.334	511.009	1.833.330
11-02-28	39	9	42.141	458.334	500.475	1.374.997
11-08-28	40	10	31.605	458.334	489.939	916.663
11-02-29	41	11	21.071	458.334	479.404	458.329
11-08-29	42	12	10.535	458.329	468.864	-