

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. Y
COMPAÑÍA GENERAL DE
ELECTRICIDAD S.A.**

Informe Pericial

Fusión de Gas Natural Fenosa Chile S.A. con
Compañía General de Electricidad S.A.
al 30 de junio de 2016

Julio de 2016

**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. CON
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

CONTENIDO

Informe pericial para la fusión de Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A.

Anexo I Estados de situación financiera al 30 de junio de 2016 de Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A.

Anexo II Estado de situación financiera fusionado proforma al 30 de junio de 2016 de Gas Natural Fenosa Chile S.A. con Compañía General de Electricidad S.A.

Anexo III Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Gas Natural Fenosa Chile S.A. provenientes de Compañía General de Electricidad S.A.

Anexo IV Determinación de porcentajes de participación de los Accionistas y relación de canje al 30 de junio de 2016.

CLP : Cifras expresadas en pesos chilenos
M\$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos
USD : Cifras expresadas en dólares estadounidenses

Glosario de términos

GNF	Gas Natural Fenosa Chile S.A.
Administración	La Administración de GNF o CGE, indistintamente
CGE	Compañía General de Electricidad S.A.
CLP	Peso Chileno
EEFF	Estados Financieros
Fecha de Valoración	30 de junio de 2016
INE	Instituto Nacional de Estadísticas
IPC	Índice de Precios al Consumidor
M	Miles
MM	Millones
PIB	Producto Interno Bruto
Pp	Puntos Porcentuales
SVS	Superintendencia de Valores y Seguros
CAGR	Compound Annual Growth Rate (Tasa de Crecimiento Anual Compuesto)
USD	Dólar de los Estados Unidos de América
WACC	Costo Promedio Ponderado del Capital

**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. CON
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

A los señores Accionistas de
Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A.:

De acuerdo a lo solicitado, he efectuado ciertos procedimientos a los Estados de Situación Financiera de Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante “las Compañías”), al 30 de junio de 2016, según se detalla en el Anexo I de este informe, con el propósito de preparar un estado de situación financiera base de ambas Compañías para generar un estado de situación fusionado proforma, de acuerdo con lo establecido en el Artículo N°156 del Reglamento de la Ley de Sociedades Anónimas.

Estos procedimientos incluyeron comprobaciones parciales a los registros contables y la aplicación de otros procedimientos, en la medida que consideré necesario en las circunstancias. Sin perjuicio de lo anterior, el presente informe no constituye un dictamen de auditoría, examen o revisión y debe ser utilizado sólo con el objeto y alcance mencionado en el primer párrafo precedente.

En base a la información proporcionada por las Administraciones de ambas Compañías, entiendo que Compañía General de Electricidad S.A. se fusionará con Gas Natural Fenosa Chile S.A., adquiriendo esta última, todos los activos y pasivos de la primera, a la fecha en que entre en efecto la fusión, sin perjuicio del control de los valores tributarios que deberá mantener Gas Natural Fenosa Chile S.A., conforme lo dispone el Artículo N°64 del Código Tributario y Circular N°45 emitida por el Servicio de Impuestos Internos el 16 de julio de 2001.

Cabe considerar que los valores con los cuales se prepararán los estados financieros fusionados definitivos deben corresponder a los vigentes a la fecha que entre en efecto la fusión, fecha aún no conocida a la emisión de este informe. En consecuencia, los valores aquí presentados deben ser considerados referenciales, por cuanto se basan en información vigente al 30 de junio de 2016.

Los estados financieros consolidados de Gas Natural Fenosa Chile S.A. al 30 de junio de 2016 y los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, fueron auditados por Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Ltda., quienes emitieron los informes correspondientes sin salvedades con fecha 21 de julio de 2016.

Con base en lo indicado anteriormente, en Anexo III se presentan los activos y pasivos de Compañía General de Electricidad S.A. que se propone incorporar al estado de situación financiera fusionado proforma.

Los procedimientos efectuados al estado de situación financiera fusionado proforma consistieron principalmente en:

- (a) Comprobar que los montos de activos, pasivos y patrimonio de las Compañías participantes en la fusión, al 30 de junio de 2016, descritos en el Anexo I, coincidieran con los montos registrados en los estados financieros auditados.
- (b) Comprobar la suma de los montos de activos y pasivos de los estados de situación financiera al 30 de junio de 2016 de las Compañías involucradas en el proceso de fusión, incluidos en el estado de situación financiera consolidado base para la fusión, detallado en el Anexo I.
- (c) Comprobar las eliminaciones de las transacciones entre Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A., detalladas en la columna ajustes para generar el estado financiero fusionado proforma, que se muestra en el Anexo I.
- (d) Comprobar la incorporación en las cuentas de patrimonio de Gas Natural Fenosa Chile S.A. el monto del aumento de capital correspondiente a los accionistas no controladores de Compañía General de Electricidad S.A. determinado al 30 de junio de 2016.
- (e) Estimar la ecuación de canje descrita en el Anexo IV.

De acuerdo a lo requerido por el Artículo N°156, del Reglamento de Sociedades Anónimas, declaro que me constituí responsable de las afirmaciones contenidas en el presente informe y cumplir con los requisitos establecidos en el Artículo N°168 del mismo Reglamento.

Este informe está destinado únicamente para la información y uso de la Administración y los Accionistas de las Compañías, en relación con el proceso de fusión de Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A. consecuentemente, no tiene por objeto y no debiera ser utilizado para ningún otro fin.

Mario Luis Torres Santibáñez

RUT N°6.875.659-6

Santiago, 21 de julio de 2016

ANEXO I

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. y
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

Estados de Situación Financiera al 30 de junio de 2016

Activos	Gas Natural Fenosa Chile S.A. (*) M\$	Compañía General de Electricidad S.A. M\$	Ajustes consolidación M\$	Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) (**) M\$	Ajustes para fusión (***) M\$	Total consolidado para fusión M\$
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes al efectivo	84.674.707	8.687.187	54.999.988	63.687.175	-	148.361.882
Otros activos financieros, corrientes	75.423	-	-	-	-	75.423
Otros activos no financieros, corrientes	-	27.695	6.219.788	6.247.483	-	6.247.483
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	90.000	117.956	452.886.017	453.003.973	-	453.093.973
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	28.733.818	(26.744.010)	1.989.808	-	1.989.808
Inventario	-	-	26.918.186	26.918.186	-	26.918.186
Activos por impuestos corrientes, corrientes	6.306.857	4.199.477	(870.508)	3.328.969	-	9.635.826
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	-	-	668.878.831	668.878.831	-	668.878.831
Activos no corrientes:						
Otros activos financieros, no corrientes	20.896.750	175.001	3.682	178.683	-	21.075.433
Otros activos no financieros, no corrientes	-	-	878.933	878.933	-	878.933
Derechos por cobrar no corrientes	-	-	14.462.186	14.462.186	-	14.462.186
Inventario	-	-	1.572.301	1.572.301	-	1.572.301
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	-	20.005.678	(15.902.770)	4.102.908	-	4.102.908
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	1.963.549.416	1.699.888.557	(1.663.796.762)	36.091.795	(1.337.857.046)	661.784.165
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	274.832.179	274.832.179	-	274.832.179
Plusvalía	-	50.425.705	213.755.912	264.181.617	-	264.181.617
Propiedades, planta y equipo	-	131.254	2.500.291.747	2.500.423.001	-	2.500.423.001
Propiedades de inversión	-	661.884	7.664.886	8.326.770	-	8.326.770
Activos por impuestos diferidos	-	457.732	18.928.908	19.386.640	-	19.386.640
Total activos	2.075.593.153	1.813.511.944	2.534.979.494	4.348.491.438	(1.337.857.046)	5.086.227.545

ANEXO I

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. y
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

Estados de Situación Financiera al 30 de junio de 2016

Pasivos	Gas Natural Fenosa Chile S.A. (*) M\$	Compañía General de Electricidad S.A. M\$	Ajustes Consolidación M\$	Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) (**) M\$	Ajustes de Consolidación para fusión (***) M\$	Total consolidado para fusión M\$
Pasivos corrientes:						
Otros pasivos financieros, corrientes	869.490	18.320.435	45.450.433	63.770.868	-	64.640.358
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	246.736	4.123.536	282.956.557	287.080.093	-	287.326.829
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	313.679	56.483.213	(31.147.369)	25.335.844	-	25.649.523
Otras provisiones corrientes	-	976.267	13.871.258	14.847.525	-	14.847.525
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	-	-	444.203	444.203	-	444.203
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	19.967.920	19.967.920	-	19.967.920
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	-	-	443.328.412	443.328.412	-	443.328.412
Pasivos no corrientes:						
Otros pasivos financieros, no corrientes	4.875.926	357.036.959	835.201.958	1.192.238.917	-	1.197.114.843
Cuentas por pagar, no corrientes	-	-	546.234	546.234	-	546.234
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	181.391.662	-	3.740.952	3.740.952	-	185.132.614
Otras provisiones	-	-	1.540.449	1.540.449	-	1.540.449
Pasivos por impuestos diferidos	124.576	-	353.545.713	353.545.713	-	353.670.289
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	-	2.507.770	33.470.755	35.978.525	-	35.978.525
Total pasivos	187.822.069	439.448.180	2.002.917.475	2.442.365.655	-	2.630.187.724
Patrimonio:						
Capital emitido	1.939.979.250	671.278.954	-	671.278.954	(671.278.954)	1.939.979.250
Ganancias (pérdidas) acumuladas	37.539.016	308.088.024	-	308.088.024	(308.088.024)	37.539.016
Otras reservas	(89.747.182)	394.696.786	-	394.696.786	(394.696.786)	(89.747.182)
Participación no controladora	-	-	532.062.019	532.062.019	36.206.718	568.268.737
Total patrimonio	1.887.771.084	1.374.063.764	532.062.019	1.906.125.783	(1.337.857.046)	2.456.039.821
Total pasivos y patrimonio	2.075.593.153	1.813.511.944	2.534.979.494	4.348.491.438	(1.337.857.046)	5.086.227.545

(*) Cifras individuales que forman parte de los estados financieros consolidados auditados al 30 de junio de 2016.

(**) Saldos según estados financieros consolidados auditados al 30 de junio de 2016.

(***) Ajustes para reflejar los estados financieros consolidados para fusión.

ANEXO II

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. y
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

Estado de situación financiera fusionado proforma al 30 de junio de 2016

Activos	Total consolidado para fusión M\$	Aumento de capital M\$	Total fusionado neto de variación de capital M\$
Activos corrientes:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	148.361.882	-	148.361.882
Otros activos financieros, corrientes	75.423	-	75.423
Otros activos no financieros, corrientes	6.247.483	-	6.247.483
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	453.093.973	-	453.093.973
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.989.808	-	1.989.808
Inventario	26.918.186	-	26.918.186
Activos por impuestos corrientes, corrientes	9.635.826	-	9.635.826
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	668.878.831	-	668.878.831
Activos no corrientes:			
Otros activos financieros, no corrientes	21.075.433	-	21.075.433
Otros activos no financieros, no corrientes	878.933	-	878.933
Derechos por cobrar no corrientes	14.462.186	-	14.462.186
Inventario	1.572.301	-	1.572.301
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	4.102.908	-	4.102.908
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	661.784.165	-	661.784.165
Activos intangibles distintos de la plusvalía	274.832.179	-	274.832.179
Plusvalía	264.181.617	-	264.181.617
Propiedades, planta y equipo	2.500.423.001	-	2.500.423.001
Propiedades de inversión	8.326.770	-	8.326.770
Activos por impuestos diferidos	19.386.640	-	19.386.640
Total activos	5.086.227.545	-	5.086.227.545

ANEXO II

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. y
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

Estado de situación financiera fusionado proforma al 30 de junio de 2016

Pasivos	Total consolidado para fusión M\$	Aumento de capital (*) M\$	Total fusionado neto de variación de capital M\$
Pasivos corrientes:			
Otros pasivos financieros, corrientes	64.640.358	-	64.640.358
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	287.326.829	-	287.326.829
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	25.649.523	-	25.649.523
Otras provisiones corrientes	14.847.525	-	14.847.525
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	444.203	-	444.203
Otros pasivos no financieros corrientes	19.967.920	-	19.967.920
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	443.328.412	-	443.328.412
-			
Pasivos no corrientes:			
Otros pasivos financieros, no corrientes	1.197.114.843	-	1.197.114.843
Cuentas por pagar, no corrientes	546.234	-	546.234
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	185.132.614	-	185.132.614
Otras provisiones	1.540.449	-	1.540.449
Pasivos por impuestos diferidos	353.670.289	-	353.670.289
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	35.978.525	-	35.978.525
Total pasivos	2.630.187.724	-	2.630.187.724
Patrimonio			
Capital emitido	1.939.979.250	36.206.718	1.976.185.968
Ganancias (pérdidas) acumuladas	37.539.016	-	37.539.016
Otras reservas	(89.747.182)	-	(89.747.182)
Participación no controladora	568.268.737	(36.206.718)	532.062.019
Total patrimonio	2.456.039.821	-	2.456.039.821
Total pasivos y patrimonio	5.086.227.545	-	5.086.227.545

(*) El aumento de capital expresado en pesos chilenos corresponde a \$36.206.717.608.-

ANEXO III

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. y
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Gas Natural Fenosa Chile S.A.
provenientes de Compañía General de Electricidad S.A. al 30 de junio de 2016

Activos que se aportan

Activos	M\$
Activos corrientes:	
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.687.187
Otros activos no financieros, corrientes	27.695
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	117.956
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	28.733.818
Activos por impuestos corrientes, corrientes	4.199.477
Total activos corrientes	<u>41.766.133</u>
Activos no corrientes:	
Otros activos financieros, no corrientes	175.001
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	20.005.678
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	1.699.888.557
Plusvalía	50.425.705
Propiedades, planta y equipo	131.254
Propiedades de inversión	661.884
Activos por impuestos diferidos	457.732
Total activos no corrientes	<u>1.771.745.811</u>
Total activos	<u>1.813.511.944</u>
Total activos aportados	<u><u>1.813.511.944</u></u>

ANEXO III

**GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A. y
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Gas Natural Fenosa Chile S.A.
provenientes de Compañía General de Electricidad S.A. al 30 de junio de 2016

Pasivos que se aportan

Pasivos	M\$
Pasivos corrientes:	
Otros pasivos financieros, corrientes	18.320.435
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.123.536
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	56.483.213
Otras provisiones corrientes	<u>976.267</u>
Total pasivos corrientes	<u>79.903.451</u>
Pasivos no corrientes:	
Otros pasivos financieros, no corrientes	357.036.959
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	<u>2.507.770</u>
Total pasivos no corrientes	<u>359.544.729</u>
Total pasivos	<u>439.448.180</u>
Total pasivos aportados	<u>439.448.180</u>

ANEXO IV

**DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LOS ACCIONISTAS Y
RELACIÓN DEL CANJE AL 30 DE JUNIO DE 2016**

(1) Relación de Canje:

	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Compañía General de Electricidad S.A.
Valor económico del patrimonio al 30 de junio 2016 – MM CLP\$	1.873.883	1.905.463
Número de acciones emitidas	1.939.979.250	416.710.367
Valor de la acción (en pesos)	965,93	4.572,64

Razón de canje = 4,7339x

(Número de acciones de GNF por cada acción de CGE)

Con posterioridad a la fusión, el capital de la compañía fusionada estará representado como se indica en el siguiente cuadro:

	Participación %	Acciones N°
ACCIONISTAS DE GNF		
Gas Natural Fenosa Chile S.A.	97,39%	1.939.979.250
ACCIONISTAS DE CGE QUE SE INCORPORAN A LA ENTIDAD FUSIONADA		
Minoritarios CGE	2,61%	51.980.679
Totales	100,00%	1.991.959.929

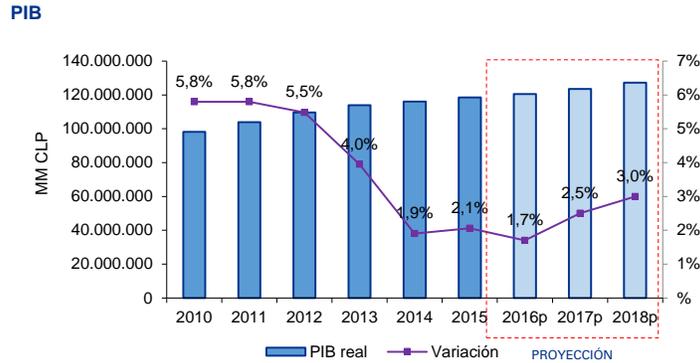
Las participaciones anteriores, son las que resultan luego de que Gas Natural Fenosa Chile S.A. (Compañía Absorbente) emita un total de 51.980.679 nuevas acciones para ser distribuidas entre los accionistas no controladores de Compañía General de Electricidad S.A. (Compañía Absorbida).

ANEXO IV

(2) Encuadre Macroeconómico y Sectorial

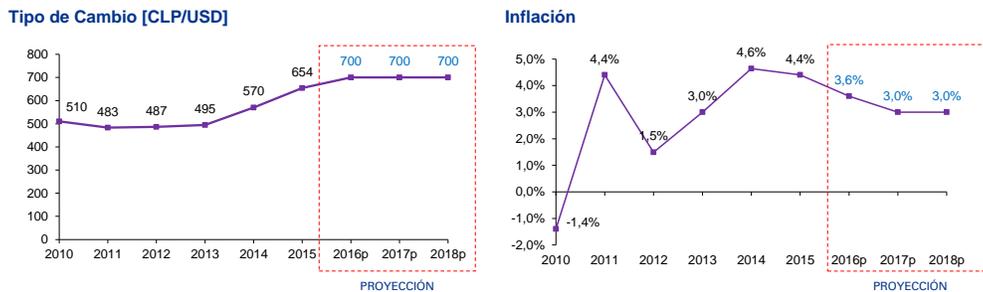
(a) Encuadre macroeconómico de Chile

Después del auge observado entre 2010 y 2012, la economía registró una desaceleración en el 2014 con un crecimiento del 1,9% y del 2,1% en 2015, afectada por un retroceso en el sector minero debido al fin del ciclo de inversión, la caída de los precios del cobre y el declive en el consumo privado. De acuerdo al reporte *Perspectivas Económicas: Las Américas*, del Fondo Monetario Internacional, la actividad económica en Chile se ha visto fuertemente influenciada por la demanda a nivel mundial y la actividad económica en China, lo que ha repercutido en una caída en los precios de las materias primas y el deterioro de las condiciones financieras. De esta forma, se espera que en 2016 la región contemplará una recesión. De acuerdo a las estimaciones del Banco Central el crecimiento del PIB real es proyectado como 1,7% y 2,5% respectivamente para los años 2016 y 2017.



Fuente: Banco Central de Chile

En diciembre del año 2015 se esperaba una inflación de 3,4% para el año 2016 y 3% para el año 2017, sin embargo, la expectativa de inflación para este año ha aumentado hasta 3,6%, teniendo en cuenta que se han materializado ciertas presiones inflacionarias fuertemente influenciadas por la volatilidad observada a nivel global. En paralelo, el tipo de cambio (CLP/USD) ha subido fuertemente, desde el 570 en 2014 a 654 pesos por dólar en el año 2015, y para 2016 en adelante se espera un tipo de cambio de 700 pesos por cada dólar estadounidense.

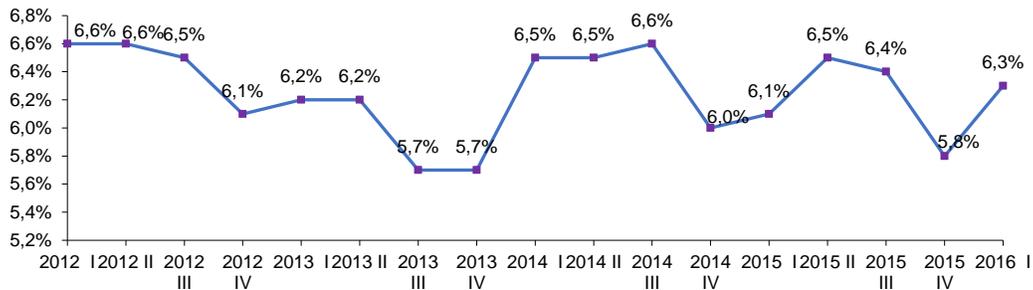


Fuente: Banco Central de Chile

ANEXO IV

Si bien la tasa de desempleo ha permanecido en niveles bajos, los últimos meses ha presentado una tendencia alcista. Si bien el número total de desempleados ha crecido en su base anual, su tasa de crecimiento no ha sido tan pronunciada como el mercado anticipaba hacia fines de 2015. El número de personas empleadas se ha estancado los últimos meses, y la disponibilidad de nuevos trabajos se ha reducido.

Tasa de Desempleo

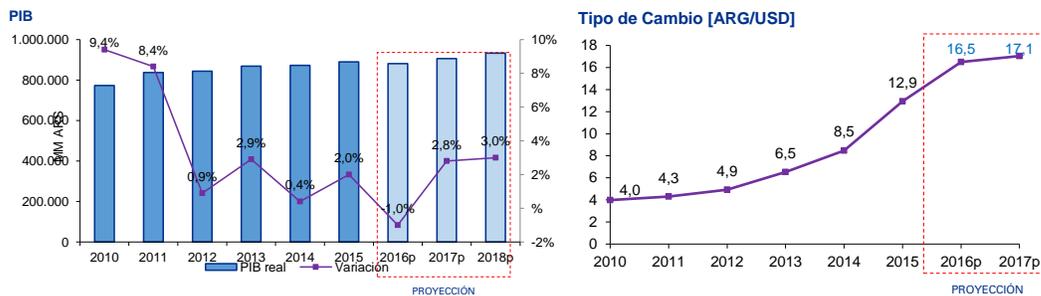


Fuente: INE (Instituto Nacional de Estadísticas)

(b) Encuadre macroeconómico de Argentina

Con un Producto Interno Bruto (PIB) de más de US\$540.000 millones, Argentina es una de las economías más grandes de América Latina. El Gobierno se encuentra actualmente reestructurando su agencia nacional de estadísticas y ha dejado de publicar una serie de indicadores clave.

De acuerdo al reporte Perspectivas Económicas: Las Américas, del Fondo Monetario Internacional, tal como la actividad económica en Chile, en Argentina se ha visto fuertemente influenciada por la demanda a nivel mundial y la actividad económica en China, lo que ha repercutido en una caída en los precios de las materias primas y el deterioro de las condiciones financieras. Sin embargo, según FMI los esfuerzos en marcha por corregir los desequilibrios macroeconómicos y las distorsiones microeconómicas en la Argentina han mejorado las perspectivas de crecimiento a mediano plazo, la economía argentina se recuperará en 2017 y crecerá un 2,8% respecto de este año, pero el ajuste probablemente genere una recesión suave en 2016.

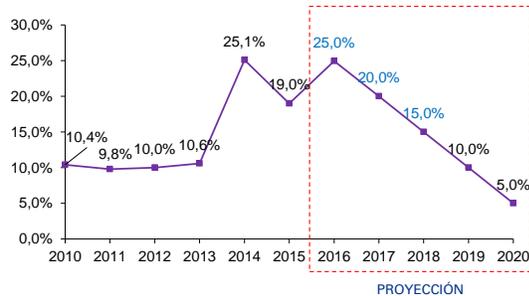


Fuente: Fondo Monetario Internacional, Bloomberg.

ANEXO IV

Respecto al tipo de cambio, el peso argentino respecto al dólar estadounidense se encuentra en niveles históricamente altos, fuertemente influenciado por el control de divisas que ha ejercido el gobierno en los últimos años. Se espera que en los próximos meses se reduzca el ritmo de crecimiento observado hasta el momento, aunque a la vez el nivel de depreciación de la moneda se mantendría en los niveles actuales, influenciado también por el entorno económico global.

La inflación en Argentina ha estado presionada de manera importante al alza en los últimos años, reconociendo ciertos ajustes que se han estado llevando a cabo, con lo que se ha restringido el acceso a subsidios por parte de la población.



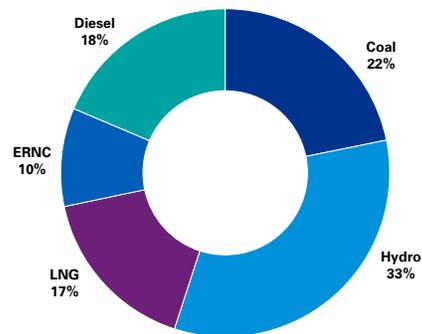
Fuente: Fondo Monetario Internacional, Bloomberg.

(c) Sector Eléctrico en Chile

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas mayoritariamente por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 40 empresas generadoras, 10 transmisoras y 31 distribuidoras. La demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysén y Magallanes).

La capacidad instalada de generación eléctrica al año 2015 alcanza los 19.742 MW, de los cuales 15.609MW (79,1%) corresponden al Sistema Interconectado Central (SIC) y 3.968 MW (20,1%) en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Durante los últimos 10 años, se ha observado un crecimiento promedio anual de 6,8% en la capacidad instalada. Respecto a la tecnología utilizada en generación, en el gráfico a continuación se puede apreciar la variedad en la matriz energética, ampliamente dominada por la generación termoeléctrica.



Fuente: SVS (Superintendencia de Valores y Seguros)

La generación total en 2015 fue de 72.097 GWh, la cual está desagregada en el SING, con 15.140 GWh (21%), SIC, con 56.236 GWh (78%) y en Aysén y Magallanes, con 465 GWh (0,6%).

El principal organismo regulador del estado en el sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), que se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

ANEXO IV

Marco regulatorio

Las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas en Chile por el sector privado, mientras que el Estado sólo cumple una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Es por lo anterior que, salvo algunas excepciones, las empresas cuentan con libertad para decidir sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, por lo que son responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

Desde el proceso de producción de electricidad hasta el suministro a clientes finales, el marco regulatorio distingue tres segmentos: Generación, Transmisión y Distribución.

Generación

Se constituye por las centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico. Esta actividad opera bajo libre competencia, no hay barreras de entrada legales, en la medida que no se identifiquen condiciones de monopolio natural. Sin perjuicio de lo anterior, la ley faculta a la autoridad para obligar la interconexión de las instalaciones eléctricas, con el objeto de garantizar la eficiencia y seguridad del sistema. La coordinación del sistema de generación en su conjunto se establece a través de un centro coordinador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo conformado por las empresas de generación, transmisión y los clientes libres (no sometidos a fijación de precios) conectados a instalaciones de estas últimas. El CDEC es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía y potencia que se producen entre los generadores.

Transmisión

Dicha actividad está destinada a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos. La Ley General de Servicios Eléctricos distingue tres segmentos de transmisión: el “sistema de transmisión troncal”, que interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio nudo, el “sistema de subtransmisión”, que corresponde a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales que se encuentren en las zonas de concesión de empresas distribuidoras, y el “sistema de transmisión adicional”, que corresponde a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios o a permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda. En los sistemas adicionales sólo están sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de servidumbres amparadas en un decreto de concesión y las que usen bienes nacionales de uso público.

Recientemente, el Congreso Nacional ha despachado una modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante la cual se establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y se crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, la cual está próxima a ser promulgada.

ANEXO IV

Distribución

Corresponde a la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 KV. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales. La actividad se desarrolla bajo la modalidad de concesiones de distribución y las empresas que la desarrollan son libres en cuanto a decidir sobre qué zonas solicitan dicha tarea, pero tienen la obligación de dar servicio en las zonas de concesión otorgadas.

La legislación vigente regula las condiciones de su explotación, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y las condiciones de calidad de servicio.

El mercado chileno ha sido dividido en dos categorías: clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW y; clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicadas a los consumos de los clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de tres componentes: el Precio de Nudo, que corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados -dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas; el Cargo único por uso del Sistema Troncal; y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

Esta última componente se calcula cada 4 años, sobre la base del dimensionamiento de empresas modelo de distribución, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El sistema regulatorio está diseñado para proporcionar al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias una tasa de rentabilidad económica razonable sobre la inversión y que no puede diferir en más de cuatro puntos de un 10% real anual, antes de impuestos.

ANEXO IV

Fijación de precios según sector

La fijación de precios en el mercado eléctrico está directamente relacionada al tipo de servicio.

Mientras el mercado de generación es esencialmente libre, en la transmisión y distribución, dada sus características de monopolios naturales, los precios son fijados por la autoridad mediante decretos tarifarios, que tienen una vigencia de 4 años.

Generación: Las generadoras venden su energía al mercado spot, la cual es retribuida en base a los costos marginales horarios de generación (el costo de la central más cara que se encuentre operando – modelo marginalista) en las correspondientes barras de inyección. El CDEC es quien regula la oferta y demanda, y determina qué tecnología entra a operar en cada momento, definiendo así el costo marginal a ser retribuido.

Por otra parte, las generadoras pueden suscribir contratos con clientes libres, en condiciones over the counter, o con empresas distribuidoras, como resultado de procesos de licitación cuyos precios se mantienen constantes, salvo por las correspondientes indexaciones, durante toda la vigencia del respectivo contrato. Para satisfacer los requerimientos de energía de sus contratos, los generadores deben efectuar los correspondientes retiros del sistema, los cuales son valorizados al costo marginal de las correspondientes barras de retiro.

Transmisión: Los propietarios de instalaciones del sistema de transmisión troncal reciben anualmente un ingreso equivalente al valor anual de transmisión troncal, que corresponde al valor anualizado de inversión y al costo anual de operación, mantenimiento y administración, el que es fijado por el Ministerio de Energía cada cuatro años. Por otra parte, las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda y busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas. A su vez, las instalaciones de transmisión adicional se rigen por contratos privados entre partes, en los que se establece el pago por los servicios de transmisión, calculados como el valor anualizado de la inversión, a los que se agregan los costos de operación, mantenimiento y administración, conforme a lo establecido en las disposiciones legales pertinentes.

Como se señaló anteriormente, se encuentra pendiente de promulgación una modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, mediante la cual se establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y se crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Dicha modificación introduce gradualmente algunos perfeccionamientos en los esquemas de remuneración, asimilando los de la Transmisión Zonal -actualmente Subtransmisión- a los de la actual Transmisión Troncal.

Distribución: La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el Precio de Nudo, que corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados -dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas; el Cargo único por uso del Sistema Troncal; y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

ANEXO IV

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. Las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas de la industria como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

El Valor Agregado de Distribución remunera los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo; las pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

(d) Sector Eléctrico en Argentina

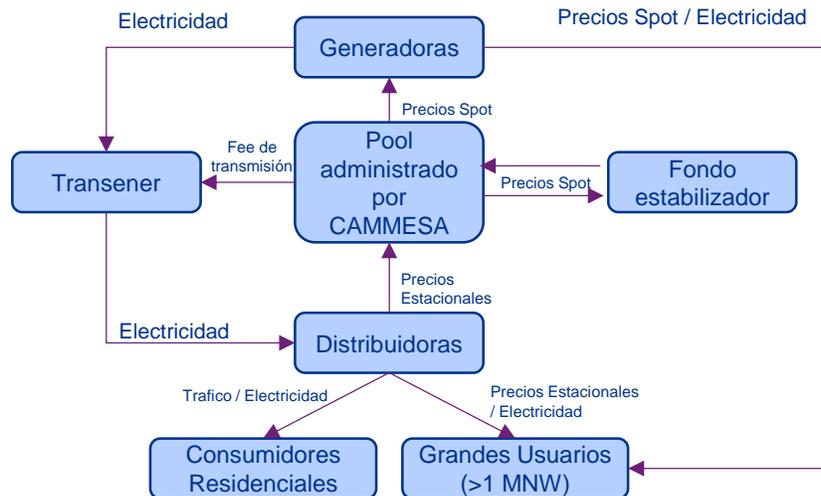
Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico en Argentina está ordenado a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que fue potenciado y modificado a partir de la Resolución SE N°95/2013 en el año 2013, como parte de un proceso de privatización que pretendía crear un mercado competitivo. De este modo, generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y pueden acceder a contratos de suministro de electricidad a largo plazo. Dentro de las principales características del MEM está:

- Ser un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores (después de la promulgación de la Resolución SE N°95/2013, este mercado se limitó al mercado de Energía Plus);
- un mercado spot, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción; y
- un sistema estabilizado de precios al contado a través de precios estacionales, establecidos semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios al contado para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.

ANEXO IV

En el diagrama a la derecha se observa las relaciones entre los distintos actores del MEM.



CAMMESA

CAMMESA es una empresa privada que está a cargo de la gestión del MEM, del envío de electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), maximizando su seguridad, la calidad de la electricidad suministrada y la minimización de los precios al por mayor en el mercado al contado.

- planificar las necesidades de capacidad y optimizar el uso de energía de acuerdo a las reglas establecidas por la Secretaría de Energía;
- control de la operación del mercado a término, administrar el despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos propios del mercado;
- actuar como agente de los distintos agentes del MEM y desempeñar las funciones que tiene asignadas en el sector eléctrico, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM (previa aprobación de la Resolución SE N°95/2013, esta se limitó a los contratos entonces en vigor y, a partir de entonces, a los contratos celebrados bajo el Programa de Energía Plus);
- la compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación / exportación pertinentes;
- la compra y administración de combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el Artículo N°8 de la Resolución SE N°95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N°529/2014); y proporcionar consultoría y otros servicios relacionados.

ANEXO IV

Respecto de los indicadores de solvencia, en septiembre de 2015 las compañías de seguros generales mostraron un endeudamiento de mercado de 3,25 veces el patrimonio, versus 2,78 veces de septiembre del año anterior 2014 (el máximo permitido es de 5 veces el patrimonio). Igualmente, se observa una holgura patrimonial, la que es medida como el Patrimonio Disponible a Patrimonio Exigido, de 1,23 veces, en comparación al indicador de 1,47 veces alcanzado en similar fecha de 2014. Finalmente cabe señalar que el indicador de rentabilidad anualizada del patrimonio de las compañías de seguros generales llegó a un 1,2%, resultado inferior al 4,7% registrado a igual mes del año anterior. Esta reducción en el ratio se produjo por un mayor gasto en la constitución de reservas técnicas, aumentos en el costo de siniestros, y un menor resultado de inversiones.

Generación

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones. Generadores privados pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios. Sin embargo esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N°95/2013.

Transmisión

Las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los Distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STDT"), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del STAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT. Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones, asignados periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"). Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro.

Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro, o directamente a los clientes. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por los mismos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un "Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública". Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar acceso abierto a terceros en virtud de un sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

ANEXO IV

Distribución

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires -conocido como SEGBA- (EDENOR, EDESUR y EDELAP) representan más del 45% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe, Energía de Misiones, etc.) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Edelap fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución de una zona geográfica concreta en virtud de una concesión. En cada concesión se establece, entre otras cosas, el área de concesión, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores y el alcance de la obligación para satisfacer la demanda. El ENRE supervisa el cumplimiento de los distribuidores a nivel federal, y proporciona un mecanismo de audiencias públicas en las que las quejas contra los distribuidores pueden ser escuchadas y resueltas. A su vez, los organismos reguladores provinciales controlan el cumplimiento de distribuidores locales con sus respectivas concesiones y con los marcos normativos locales.

El ENRE y las autoridades provinciales controlan los contratos de concesión y los términos de prestación de los servicios públicos en las provincias. Muchos gobiernos provinciales que han lanzado reformas en el sector eléctrico han seguido los términos y condiciones de la concesión general utilizada para la distribución de servicios públicos en el ámbito nacional.

Grandes usuarios

El mercado mayorista de electricidad clasifica los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (2) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs") y (3) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs").

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Por ejemplo, GUMAs están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en el Mercado Spot, mientras que GUMEs y GUPAs están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro.

Los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista participan de la dirección de CAMMESA eligiendo dos directores titulares y dos suplentes a través de la *Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina* ("AGUEERA").

ANEXO IV

La tarifa de electricidad en Argentina

Para el usuario final, la tarifa de electricidad se fija principalmente por tres componentes: energía (comprada a CAMESA), gastos de transporte y VAD. Las tarifas son revisadas periódicamente por los entes reguladores correspondientes a solicitud de las distribuidoras (en el caso de las Compañías, entes provinciales), desde una a cuatro veces al año. Las revisiones incluyen todos los conceptos (energía y VAD). En la jurisdicción más poblada (capital y alrededores), se estima un VAD dos a tres veces menor que el VAD de las provincias, por lo que los usuarios de esta región estarían siendo beneficiados debido a los subsidios energéticos recibidos y el menor valor de VAD en comparación a otras regiones.

Estado de Emergencia del Sector Eléctrico

A raíz de las condiciones de mercado impuestas por el estado en los últimos años, no se han generado los incentivos necesarios para que los actores privados inviertan lo suficiente en el Sistema Eléctrico y puedan proveer el suministro necesario para abarcar la creciente demanda, por lo que el Presidente de la Nación Argentina ha decretado un estado de emergencia del Sector Eléctrico Nacional, bajo el cual el Ministerio de Energía y Minería debe elaborar e implementar un conjunto de acciones necesarias que involucren a los sectores de generación, transporte y distribución, para adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Asimismo se instruye a los organismos de la Administración Pública Nacional y a las jurisdicciones regionales a promover un programa de racionalización del consumo u otras medidas necesarias para alcanzar los objetivos trazados, en estrecha coordinación con el Ministerio de Energía y Minería.

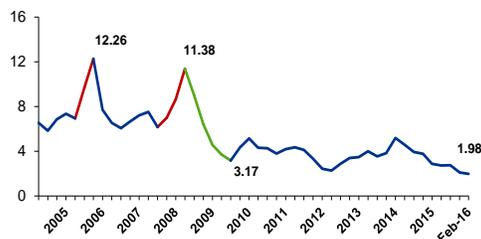
ANEXO IV

(a) Sector del Gas en Chile

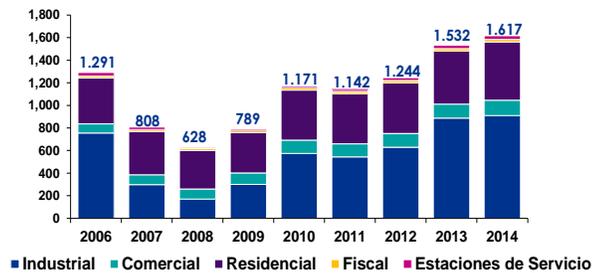
Importaciones y precios

Hasta el año 2004 el abastecimiento de gas natural en Chile fue suministrado completamente desde Argentina. En el mes de marzo de dicho año, el gobierno argentino instauró el programa de racionalización de exportaciones de gas natural. Estos años de racionamiento de suministro también fueron acompañados por una fuerte alza de los precios de commodities internacionales, lo cual se vio reflejado en los precios. Con la inauguración y operación de los terminales de Quintero (2009) y Mejillones (2010), Chile logró acceder a un suministro confiable, eficiente y económico de gas natural, a través del gas natural licuado (GNL), por lo que durante los primeros meses de operación los precios decrecieron fuertemente y tendieron a estabilizarse en los años posteriores. Los terminales mencionados tienen la capacidad (mediante vaporizadores) de convertir el GNL en su forma gaseosa, por lo tanto, Chile puede importar desde diversos países mediante buques especiales.

Precio del Gas Natural en Chile (USD/Galón)



Distribución de Gas Natural por sector MMm3 (Total Nacional)



Fuente: Informe estadístico Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Banco Central de Chile

Demanda

La demanda del sector residencial y comercial muestra históricamente una volatilidad relativamente baja, principalmente asociada a la temperatura en los periodos de invierno. Durante el periodo de corte definitivo del suministro desde Argentina (2006-2008), estos sectores presentaron un crecimiento anual compuesto (CAGR) de -8,6% y 5,1% respectivamente. El principal uso en el sector residencial está asociado al agua caliente sanitaria, seguido por la calefacción y luego por cocción de alimentos, siendo el segmento de calefacción el más sensible dado que compete con múltiples combustibles (parafina, leña, electricidad, gas licuado, diésel y parafina), donde la leña es el sustituto más barato, aunque el menos limpio.

ANEXO IV

El sector industrial fue el más afectado durante el periodo de corte total de abastecimiento desde Argentina (CAGR 2006-2008 de -53%), dado que no se tenía gas natural de otras fuentes para satisfacer su demanda. A raíz de esto, este segmento instaló sistemas que le permitieran flexibilizar sus consumos entre combustibles sustitutos, pudiendo tener por tanto un comportamiento más sensible a las condiciones de precio.

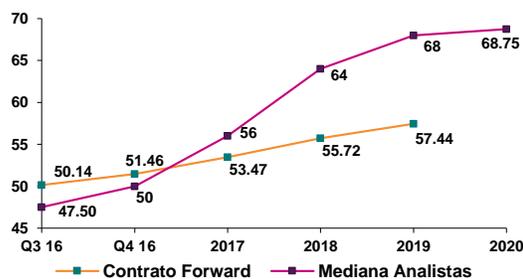
Contratos y Precios Indexados

Tras la inauguración del terminal GNL Quintero, se establecieron contratos de abastecimiento de GNL de largo plazo entre las empresas GNL Chile y BG Group, comprometiéndose la última en entregar gas en un volumen y precio determinados por 21 años. Endesa, ENAP y Metrogas eran los propietarios en partes iguales de la sociedad GNL Chile, y participaban en este contrato. En el año 2012, cambios en las condiciones de mercado, principalmente el desacople entre el precio del GN y el petróleo, así como problemas de producción en Egipto, implicarían que BG no pudiera cumplir con su contrato de abastecimiento, afectando directamente a ENAP y ENDESA pero no a Metrogas, que en julio de ese año había modificado su contrato para garantizar el abastecimiento.

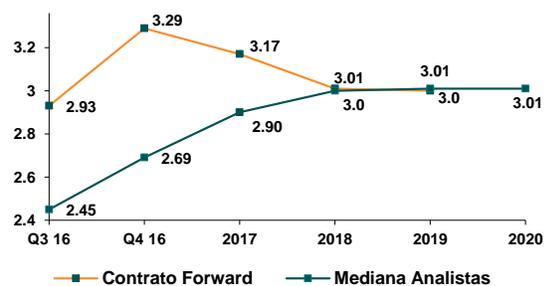
Tras los problemas de suministro, cada miembro renegoció su contrato, fortaleciendo las cláusulas de seguridad de suministro (más flexibles) y a partir del año 2014, cada socio posee un contrato único con BG. Este contrato cuenta con una vigencia hasta el 2030 y estipula volúmenes de compra en base a montos fijos (menos flexible que el contrato anterior) y variables, determinados año a año en base a una estructura de crecimiento orgánico.

Los precios asociados a los volúmenes fijos y variables estarán indexados a polinomios distintos compuestos por los indicadores de Henry Hub y Brent. El cálculo de la proyección de precio de gas natural para Chile debe considerar las modalidades usuales en la industria para la indexación de los contratos de gas natural licuado (GNL).

Proyecciones Brent USD/BBL (al 30 de Junio 2016)



Proyecciones Henry Hub USD/MM BTU (al 30 de Junio 2016)



Fuente: Bloomberg al 30 de Junio 2016

ANEXO IV

Regulación Actual (última modificación en 1989)

Actualmente en Chile existe libertad tarifara para los servicios de gas natural, sin embargo, hay una normativa jurídica que restringe la rentabilidad máxima que las empresas concesionarias pueden obtener. El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía son los encargados de verificar su cumplimiento.

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia puede solicitar al Ministerio de Energía la fijación de las tarifas del suministro de gas y servicios afines a todo consumidor de una determinada zona de concesión de servicio público de distribución de gas que individualmente consuma mensualmente menos de 100 Gigajoule. Cabe señalar que esta solicitud sólo puede ser invocada por el referido tribunal cuando, a lo menos se demuestre que, con los ingresos de explotación que se produzcan a lo largo de un año calendario, la empresa ha obtenido una tasa de rentabilidad económica superior en 5 puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital. Además de esta condición, la Comisión Resolutiva para emitir su resolución puede considerar los antecedentes adicionales que estime pertinentes.

La tasa de costo anual de capital que debe utilizarse para esos efectos debe ser calculada por el Ministerio de Energía, considerando el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado. En todo caso la tasa de costo anual de capital no puede ser inferior al 6%.

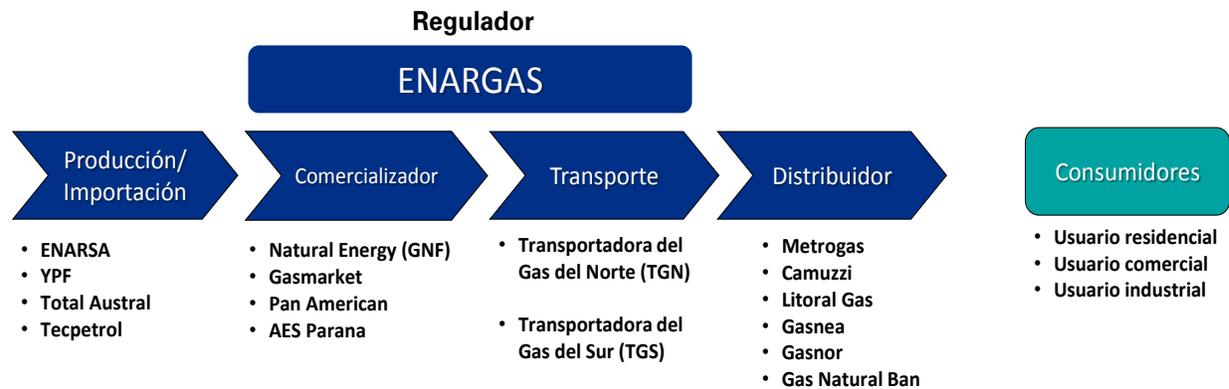
Sin perjuicio de todo lo anterior, el mismo Tribunal de Defensa de la Libre Competencia determinó, en el año 2015, la imposibilidad de realizar el chequeo de rentabilidad señalado precedentemente al adolecer el marco jurídico aplicable para estos efectos de vacíos normativos, los que hasta la fecha no han sido subsanados.

Nueva Regulación (en proceso)

Se encuentra en segundo trámite constitucional en el Congreso el proyecto de ley que, entre otros aspectos, busca eliminar el vacío legal existente en la normativa actual, el cual fue ingresado a la Cámara de Diputados el 29 de enero del 2015.

ANEXO IV

(b) Sector del Gas en Argentina



Productores: El gas natural es la principal fuente de energía en la República Argentina. La producción de gas local es insuficiente (74%) para satisfacer la demanda, por lo que el Estado, a través de ENARSA, importa gas natural vía gasoductos, de Bolivia y GNL vía plantas de regasificación (a partir de 2016 también desde Chile).

Transportistas: Transportan el gas natural desde los puntos de inyección hasta las citygates de los distribuidores.

Distribuidor: Distribuyen gas en los centros de consumo, desde las citygates hasta los distintos usuarios. Compran y venden gas natural para el mercado regulado y prestan el servicio de distribución para el mercado liberalizado.

Comercializador: Los usuarios industriales más grandes (liberalizado) compran gas directamente a los comercializadores o a los productores.

Regulación

Los principales entes reguladores del gas en Argentina son el Ministerio de Energía y Minería y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). ENARGAS regula, fiscaliza y resuelve controversias en los ámbitos de transporte y distribución de gas. No tiene injerencia en la producción ya que la misma se encuentra liberalizada.

Luego de la crisis del año 2001, el estado comenzó a intervenir firmemente en el mercado del gas, habiendo fijado en los hechos el precio del gas en boca de pozo para usuarios regulados. Por otro lado, obligó al resto de los usuarios a negociar en el mercado mayorista con precios más cercanos a los de equilibrio. A su vez, ENARSA traslada el costo del gas importado a los distintos mercados a un precio subsidiado, asumiendo el Estado el costo de este subsidio.

ANEXO IV

(3) Descripción de las compañías a valorar

i. Gas Natural Fenosa Chile S.A.

Gas Natural Fenosa Chile S.A. posee el 97,36% de uno de los grupos energéticos integrados más importantes de Chile, Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante “CGE”). Gas Natural Fenosa Chile S.A., a través de sus filial CGE, desarrolla las actividades de distribución y transporte de electricidad, abasteciendo a más de 2,7 millones de clientes en Chile, entre la Región de Arica y Parinacota y Región de la Araucanía, incluyendo parte de la Región Metropolitana, y en la Región de Magallanes, y abasteciendo a cerca de 1,0 millón de clientes en Argentina, en las provincias de San Juan, Tucumán y Jujuy. Adicionalmente, Gas Natural Fenosa Chile S.A. desarrolla, a través de CGE, las actividades de distribución y transporte de gas natural en 3 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, abasteciendo a cerca de 1,2 millones de clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países. Asimismo, Gas Natural Fenosa Chile S.A. tiene una participación directa en Metrogas, principal distribuidora de gas natural en Chile, y a través de esta, una participación en la planta de GNL de Quintero (la que actualmente se encuentra contabilizada como activo disponible para la venta).

ii. Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)

CGE es la cabecera de uno de los grupos energéticos integrados más importantes de Chile. Concentra casi toda su actividad en el sector de electricidad y gas en Chile y Argentina, A través de sus filiales desarrolla las actividades de distribución y transporte de electricidad, abasteciendo a más de 2,7 millones de clientes en Chile, entre la Región de Arica y Parinacota y Región de la Araucanía, incluyendo parte de la Región Metropolitana, y en la Región de Magallanes, y abasteciendo a cerca de 1,0 millón de clientes en Argentina, en las provincias de San Juan, Tucumán y Jujuy. Adicionalmente, desarrolla, a través de sus filiales, las actividades de distribución y transporte de gas natural en 3 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, abasteciendo a cerca de 1,2 millones de clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países.

ANEXO IV

Unidades Generadoras de Efectivo

(a) Sector Eléctrico en Chile

CGE Distribución

CGE DISTRIBUCIÓN (“CGED”) desarrolla la actividad de distribución de energía eléctrica en la zona sur de la Región Metropolitana y en las regiones V, VI, VII, VIII y IX del país. Al 31 de diciembre de 2015, la sociedad en forma directa, cuenta con 1.813.530 clientes a quienes suministró 99.212 GWh.

CONAFE

Es una distribuidora de energía eléctrica que opera en las regiones de Coquimbo y Valparaíso. Al 31 de diciembre de 2015, CONAFE, incluyendo su subsidiaria EMELAT, contaba con 503.305 clientes, a quienes suministró 2.358 GWh.

EMELAT

Es una distribuidora que opera en la Región de Atacama, en las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco. Asimismo, presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico, tales como construcción de obras a terceros, ejecución e instalación de empalmes a red de alumbrado público; arriendo y mantenimiento de medidores; instalación, mantenimiento y cambio de alumbrado público; y apoyo de postes, entre otros. Durante el año 2015 la sociedad abasteció a 98.815 clientes, a quienes suministró 634 GWh.

ELECDA

Distribuye, trasmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras. Al 31 de diciembre de 2015, la sociedad abastecía de electricidad a 171.859 clientes, a quienes suministró 909 GWh.

ANEXO IV

ELIQSA

Distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Tarapacá, en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huará y Alto Hospicio, entre otras. Al 31 de diciembre de 2015, la sociedad abastecía de electricidad a 96.174 clientes, a quienes suministró 483 GWh.

EMELARI

Distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en las comunas de Arica y Camarones de la Región de Arica y Parinacota. Al 31 de diciembre de 2015, la sociedad abastecía de electricidad a 69.674 clientes, a quienes suministró 297 GWh.

EDELMAG

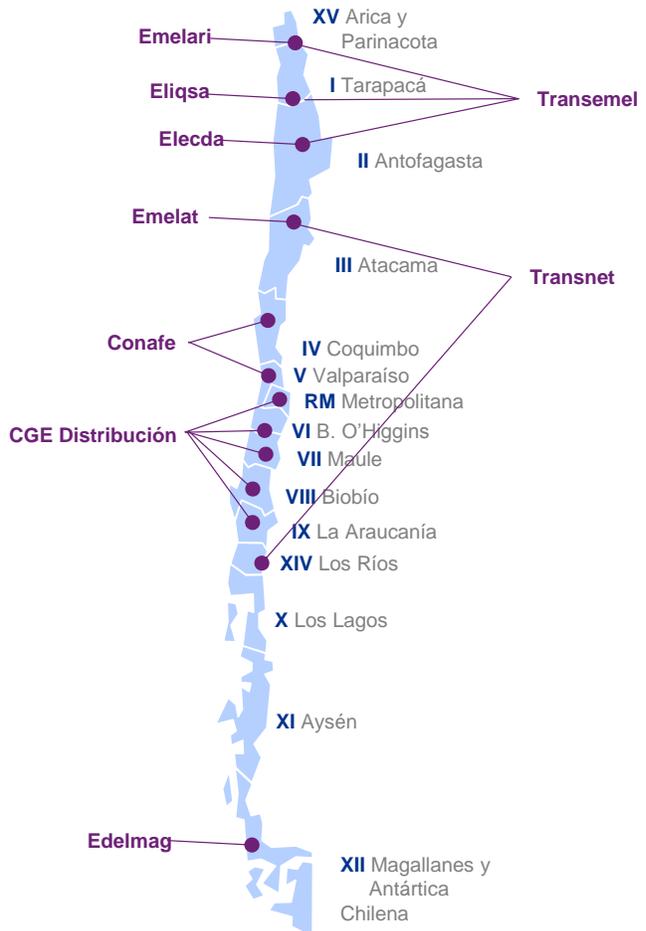
Tiene por objeto explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la Región de Magallanes, contando con centrales generadoras en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Al 31 de diciembre de 2015, contaba con 57.331 clientes y las ventas físicas alcanzaron 279 GWh.

TRANSNET

Es una empresa de transmisión y transformación de electricidad, cuyo negocio está enfocado en proyectar, construir, operar y mantener subestaciones de poder y líneas de transmisión, para prestar un servicio integral, que permita a las empresas distribuidoras, generadoras y clientes libres conectarse al sistema de transmisión troncal del SIC. Con infraestructuras emplazadas entre la Región de Atacama y la Región de Los Ríos, TRANSNET cuenta con 3.437 kilómetros de líneas, que representan cerca del 39% de las líneas de subtransmisión del SIC, y 175 subestaciones transformadoras que totalizan 7.379 MVA de potencia instalada, constituyendo el 33% de la potencia instalada del SIC. Al cierre del año 2015, la energía retirada del sistema de subtransmisión de TRANSNET alcanzó a 13.257 GWh.

TRANSEMEL

Presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el SING. Para ello, cuenta con cuatro subestaciones de transformación, ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta. Estas subestaciones transforman la energía suministrada por las empresas generadoras y la entregan a las empresas de distribución eléctrica EMELARI, ELIQSA y ELECDA a través de un sistema de transmisión de 66 kV y 110 kV, compuesto por 91,5 km de líneas y una capacidad de transformación de 660 MVA.



ANEXO IV

(a) Sector Eléctrico en Argentina

EDET

Presta servicios de distribución, abastecimiento, comercialización de energía eléctrica, generación aislada y de transmisión exclusiva a 488.520 usuarios que se conecten a la red de distribución de electricidad en el territorio de la Provincia de Tucumán, República Argentina.

EJESA - EJSEDSA

La Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA), desarrollan sus actividades en la provincia de Jujuy, en el extremo norte de la República Argentina, donde poseen concesión exclusiva para la distribución y comercialización de energía eléctrica a 204.453 clientes que se conecten a sus redes de distribución.

Energía San Juan

Distribuye energía eléctrica en la Provincia de San Juan, en la Región de Cuyo, al oeste de la República Argentina. El número de clientes atendidos al 31 de diciembre de 2015 alcanzó a 215.937 lo que implica un crecimiento de 2,6% respecto de 2014.

La energía suministrada en el ejercicio fue de 1.479 GWh, superior en 5,1% al año 2014. La infraestructura de distribución de electricidad de ENERGÍA SAN JUAN cuenta con 633 km de líneas de alta tensión, 4.674 km de líneas de media tensión, 4.931 km de líneas de baja tensión y 5.536 subestaciones de distribución de MT/BT, con una potencia instalada de 728 MVA. Con respecto al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 9,24% al cierre del presente ejercicio.

Descripción de la Transacción

En noviembre de 2014, el grupo GAS NATURAL FENOSA, compañía española líder a nivel mundial del mercado energético, adquirió la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), empresa que es líder en distribución y subtransmisión de electricidad en Chile, y el principal distribuidor de gas natural y gas licuado del país. La compañía también participa en el mercado de distribución eléctrica y de gas natural en Argentina. De esta forma, la sociedad matriz del grupo, Gas Natural SDG S.A. controla directamente Gas Natural Fenosa Chile S.A., la cual es un vehículo de inversión que controla el 97,36% de CGE.

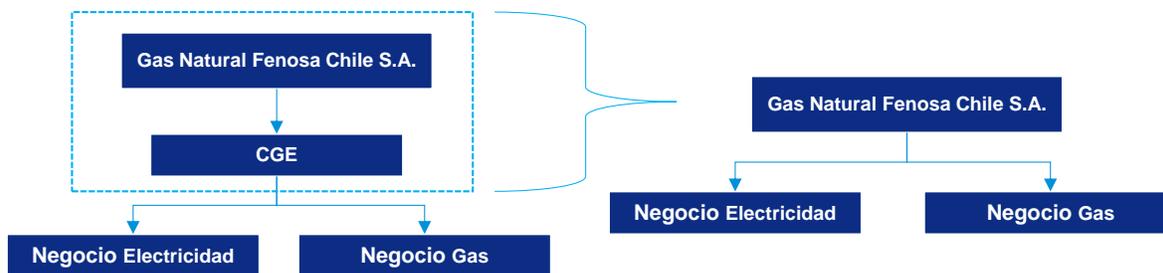


ANEXO IV

Recientemente la compañía ha iniciado un proceso de reorganización, el cual comenzó con la división de su filial Gasco (asociada al negocio de gas) de acuerdo al negocio específico al cual se dedicarán cada sociedad resultante de la división. Gas Natural Chile estará enfocada en el negocio del gas natural, y por su parte Gasco continuará con el segmento de gas licuado de petróleo.

En este proceso de simplificación de su estructura, es que se pretende fusionar las compañías Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A.

De manera simplificada, la estructura societaria se puede resumir de acuerdo al diagrama a continuación:



Las estimaciones realizadas sobre el valor razonable tienen vigencia a la fecha establecida específicamente en este informe.

(4) Metodología aplicada

Flujo de Caja Descontado (DCF)

Es un método de valoración de carácter dinámico, es decir, considera el valor del negocio en función de la capacidad para generar flujos futuros. En la aplicación de esta metodología, tras la obtención de los flujos, estos son descontados a una tasa de descuento (Costo de Capital Promedio Ponderado –Wacc-) que refleja el riesgo asociado al negocio considerado (financiamiento).

Múltiplos Comparables

Es un método de valoración que consiste en aplicar ratios financieros, como Enterprise Value/EBITDA, Price/Book, Price/Sales de empresas comparables en cuanto a la actividad, industria, área geográfica o mercado en el cual participa y tamaño, entre otros. Se utiliza el ratio de mercado obtenido, y la referencia de la empresa a valorar para estimar el valor de la compañía.

ANEXO IV

Valor Patrimonial Ajustado (VPA)

Consiste en estimar el valor de mercado del patrimonio de una empresa, a partir del valor de mercado de cada una de las líneas que componen el activo y el pasivo observado en sus estados financieros. El valor del patrimonio será la diferencia entre activos y pasivos estimados.

	Flujos de Caja Descontados (DCF)	Múltiplos Comparables	Valor Patrimonial Ajustado (VPA)
Electricidad	Transnet	CGE Argentina	
	Transmel	Tusan	
	Conafe	Tecnet	
	Eliqsa	CLG	
	Elecda	Binaria	
	CGED	IGSA	
	Edelmag	Novanet	
	Emelari		
Gas	Metrogas	Gasmarket	Gasoducto del Pacifico (Cayman)
	Gassur	Gasoducto Gasandes (Ch)	Gasco Internacional
	Gasoducto del Pacifico (Arg)	Gasoducto Gasandes S.A. (Arg)	Inversiones Atlantico
	Innergy Holdings	GNL Quintero	Gasco Argentina
		Gasnor	Gascart
		GNL Chile	Gasoducto del Pacifico (Ch)
		Andes Operaciones y Servicios	

ANEXO IV

(5) Detalle de Valoración de las principales sociedades operativas

Metrogas

Una empresa basada en 1994, cuyo propósito sería la comercialización y distribución de gas natural para uso industrial, comercial y residencial en Chile, desde Argentina, a través del gasoducto GasAndes. Actualmente la compañía cuenta con una red de distribución de 5.282 kilómetros en la Región Metropolitana y en la VI Región, siendo el único distribuidor de gas natural en las zonas de operación. Además, Metrogas a partir del año 2013 opera con los clientes denominados Clientes Térmicos.

Los ingresos de Metrogas se componen de la siguiente manera: 40-45% corresponden al sector residencial-comercial; 30-40% al sector industrial; 20-30% a empresas eléctricas. La mayor parte del sector residencial-comercial y comercial está bajo las normas regulatorias, por lo cual su rentabilidad no deberá superar 11% (9% potencialmente, en caso de aceptación de la ley nueva del gas). Las proyecciones incluidas en este informe consideran un escenario conservador para el negocio del gas natural, consistente con los supuestos incluidos en el proyecto de ley del gas. Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar los flujos se puede destacar que los ingresos se componen por el volumen de gas natural comercializado (metros cúbicos) multiplicados por la tarifa promedio, donde las tarifas están indexados a los commodities Henry Hub y Brent, mientras que el volumen evoluciona de acuerdo a la demanda esperada. Los crecimientos importantes son del sector residencial-comercial, debido al plan de expansión en otras regiones de Chile, donde Metrogas no está operando actualmente, lo que conlleva una inversión importante en activo fijo. En el sector de las empresas eléctricas se espera una caída importante de venta física en los años 2018 y 2019, dado que se termina el contrato con Colbún en el año 2019. El margen bruto promedio proyectado en 2016-2019 es de un 36,2%, en línea con el margen histórico observado. Respecto al margen EBITDA, que es el componente importante para el cálculo de la rentabilidad regulatoria, en la proyección ha sido estimado en el orden de 26,5%, manteniendo este margen en un rango de acuerdo a la historia observada. Se considera conveniente señalar, que el negocio de gas natural está expuesto a la competencia de varias fuentes de energía, tales como gas licuado, diésel, electricidad, carbón, leña y otros, por lo cual los resultados pudiesen variar de manera significativa.

Terminal GNL Quintero

El valor razonable de esta compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables (Enterprise Value/EBITDA, Price/Earnings), como también se consideraron transacciones recientes de M&A por terminales de regasificación de similares características (Transaction Value/EBITDA).

Dado el impacto del valor de esta sociedad en el valor de Gas Natural Chile S.A., se ha utilizado como referencia las recientes adquisiciones de participación realizadas por la española Enagás (a través de Enagás Chile) con los principales accionistas de este terminal. El 9 de junio del 2016, Enagás adquirió el 20% de participación de Endesa Chile en la sociedad por un monto de US\$ 200 millones y posteriormente el 30 de junio, Enagás informó que alcanzó un acuerdo para adquirir la participación de Metrogas por el mismo porcentaje y monto.

ANEXO IV

Gasco

De acuerdo a la información recibida por parte de la Administración, y por la información de mercado disponible, CGE habría llegado a un acuerdo preliminar con la Familia Pérez Cruz para materializar su desinversión en esta compañía. Para obtener el valor de la división de gas licuado de petróleo, se consideró la capitalización de mercado de Gasco presentado en la Bolsa de Santiago a la fecha de valoración (30 de junio 2016), como también los valores reflejados en la oferta pública de adquisición de acciones vigente.

TRANSNET

Empresa de transmisión y transformación de electricidad, parte del grupo CGE, que opera, construye, proyecta y mantiene subestaciones de poder y líneas de transmisión emplazadas entre la región de Atacama y la región de Los Ríos, operando en el contexto del SIC. El ámbito de negocios los ingresos se componen principalmente por recargos regulados, peajes, transmisión y sub-transmisión.

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar los flujos se puede destacar, que para proyectar los ingresos se tomaron en cuenta conversaciones con la administración sobre estimaciones realizadas para el total de ventas físicas del periodo 2016 – 2020, lo cual se contrastó con el nivel de inversión y el crecimiento del desarrollo de kilómetros de líneas de transmisión.

El margen bruto promedio proyectado en 2016-2019 es de un 78,8%, lo cual es superior al 62,5% presentado por la empresa a diciembre del año 2016, por otro lado el margen EBIT crece desde 56,6% diciembre 2015 hasta 59,9% para el año 2020.

CGE Distribución

Empresa distribuidora de energía eléctrica, parte del grupo CGE, que opera en las comunas del sur de la región Metropolitana, y además en las regiones de Valparaíso, del General Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bío Bío, y de la Araucanía. El ámbito de negocios se compone principalmente por la venta de energía la cual va principalmente destinada a clientes regulados de las regiones anteriormente mencionadas.

Los ingresos de CGE Distribución se componen en un 95% por distribución de energía, mientras que el 5% restante corresponde a servicios eléctricos. De la energía física vendida en la operación del año 2015 el 37% corresponde a consumo residencial, el 29% a industrial y el 21% a comercial. La región Metropolitana representa el 41% de la energía física vendida en el año 2015.

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar los flujos se puede destacar, que los ingresos consideran estimaciones realizadas por la CNE tanto para determinar la demanda energética para la empresa CGE Distribución, como para las regiones donde esta desempeña su cometido.

El margen bruto promedio proyectado en 2016-2019 es de un 12,6%, 1,3 puntos porcentuales por sobre el nivel logrado en el año 2015. Por otra parte el margen EBIT proyectado promedia 5,9% entre los años 2016 a 2020, lo cual supone un crecimiento respecto al 5,2% presentado a diciembre de 2015.

ANEXO IV

CONAFE

Empresa distribuidora de energía eléctrica, parte del grupo CGE, que opera en las regiones de Coquimbo y Valparaíso, y además en la región de atacama por medio de su subsidiaria EMELAT. El ámbito de negocios se compone principalmente por la venta de energía la cual va principalmente destinada a clientes regulados de las regiones anteriormente mencionadas.

Los ingresos de CONAFE se componen en un 90% por distribución de energía, mientras que el 10% restante corresponde a servicios eléctricos (principalmente servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas). De la energía física vendida en la operación del año 2015 el 37% corresponde a consumo residencial, el 31% a industrial y el 26% a comercial.

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar los flujos se puede destacar, que los ingresos consideran estimaciones realizadas por la CNE tanto para determinar la demanda energética para la empresa CONAFE, como para las regiones donde esta desempeña su cometido.

El margen bruto promedio proyectado en 2016-2019 es de un 17,1%, un punto porcentual por sobre el nivel logrado en el año 2015. Por otra parte el margen EBIT proyectado promedio es de 5,9% entre los años 2016 - 2020, lo cual supone un crecimiento desde un 6,3% presentado para el año 2015 hasta un 6,6% estimado al año 2020.

(6) Factores que pueden tener un impacto significativo en la valoración

Tasa de descuento: Corresponde a la tasa de costo de capital promedio ponderado (WACC), que considera valor del dinero en el tiempo, además del componente de riesgo asociado al endeudamiento y los riesgos implícitos de la empresa y el negocio. Las tasas fueron calculadas de manera diferenciada dependiendo tanto de la línea de negocio preponderante así como del país en el que realizan sus operaciones y la moneda en la que tienen mayor exposición sus flujos. A continuación presentamos un detalle de las tasas consideradas.

WACC - Electricidad	
Chile	
Distribución - (Nominal CLP)	8,6%
Transmisión - (Nominal CLP)	8,5%

WACC - Gas	
Chile	
Distribución - (Nominal CLP)	9,1%
Distribución - (Nominal USD)	8,4%
Transporte - (Nominal USD)	7,7%
Argentina	
Transporte - (Nominal USD)	11,6%

ANEXO IV

En caso de que se produzca un cambio significativo en los componentes de la tasa de descuento, los resultados de esta valoración se verán afectados.

Algunos factores adicionales que pueden afectar de manera significativa los resultados de la valoración, son:

- (a) Coyuntura económica;
- (b) Crecimiento de la demanda de gas y electricidad, podría sufrir importantes variaciones respecto al escenario energético futuro considerado. A su vez, la evolución de precios de los productos sustitutos o aparición de nuevas tecnologías, podrían influir y modificar los supuestos considerados.
- (c) Variación de precio de los commodities a futuro, como así también las tarifas promedio asociadas a los distintos servicios (gas y electricidad);
- (d) Cambios regulatorios no considerados en nuestro análisis;
- (e) A su vez, se han considerados ciertos supuestos de márgenes operacionales, que de no cumplirse, afectarían los resultados de la valoración.
- (f) Tasa de descuento.

(7) Valoración

De acuerdo a nuestras estimaciones, el valor razonable del patrimonio de Compañía General de Electricidad es CLP 1.905.463 millones.

En el caso de Gas Natural Fenosa Chile, el valor razonable de su patrimonio es de CLP 1.873.883.

(8) Relación de Valores

Según las estimaciones, por cada acción de CGE habría que emitir 4,7339 acciones de GNF, lo que implica la emisión de 51.980.679 nuevas acciones, equivalentes a un 2,61% de la nueva compañía.

En el cuadro a continuación se presenta un resumen del ejercicio realizado, considerando las valoraciones, el precio por acción y la relación de canje.

	Gas Natural Fenosa	Compañía General de Electricidad
Equity Value (MM CLP)	1.873.883	1.905.463
Número de Acciones	1.939.979.250	416.710.367
Precio por acción (CLP)	965,93	4.572,64
Relación de Canje (Acciones de GNF por cada acción de CGE)	4,7339x	

Detalle del precio por acción resultante para cada compañía y ecuación de canje estimada.

De este modo, la participación accionaria sobre la entidad resultante está representada de acuerdo al esquema siguiente:

<u>Gas Natural Fenosa Chile S.A.</u>		
	Número de acciones	% Participación
Accionistas Mayoritarios [Grupo GNF y otro]	1.939.979.250	97,39%
Minoritarios desde CGE	51.980.679	2,61%
	<u>1.991.959.929</u>	

ANEXO IV

(9) Objetivos, Alcances y limitaciones del trabajo realizado

Objetivo y Alcance

Nuestro trabajo consistió en la determinación de la ecuación de canje accionario al 30 de junio de 2016 (Fecha de Valoración) para la fusión de las sociedades:

- (i) Gas Natural Fenosa Chile S.A., y;
- (ii) Compañía General de Electricidad S.A.

No existe un método estándar o universal que proporcione un valor irrefutable de una empresa, habida cuenta de que entre los elementos al valorar se encuentran, entre otros muchos de carácter material y objetivo, la capacidad de gestión de unos hombres y las características y evoluciones del mercado.

Por el contrario, sí que existen fórmulas aceptadas como útiles para establecer parámetros de razonabilidad del valor.

- (iii) Nuestro trabajo estuvo basado, fundamentalmente, en información histórica que se nos proporcionó y entrevistas con la Administración de Gas Natural Fenosa Chile S.A. y Compañía General de Electricidad S.A.

Limitaciones

Consideramos conveniente destacar que la elaboración de las proyecciones, la determinación de los criterios y premisas sobre los que están basados, así como el detalle de la información pertinente que pudiera afectar a la ejecución de los mismos, fueron realizados en conjunto con la Administración.

No asumimos ninguna responsabilidad con respecto a la probabilidad de que las proyecciones sean alcanzables, dado que los resultados reales podrían ser diferentes puesto que frecuentemente los acontecimientos y las circunstancias no resultan tal y como se esperaba y las proyecciones abarcan un amplio período futuro en el que hay riesgos subyacentes. Por tal motivo, no se emitirá una opinión sobre las probabilidades de realización de las premisas y supuestos utilizados en las proyecciones financieras así como tampoco emitirá opinión respecto a los valores utilizados.

Nuestro trabajo no representa una auditoría conforme con las normas generalmente aceptadas de auditorías y por lo tanto no debe ser interpretado como tal. Si bien nuestros servicios incluyen el análisis de la información financiera y de los registros contables de la Sociedad, los procedimientos acordados con el cliente no constituyeron la realización de una auditoría completa de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas.

No sometimos la información contenida en nuestro informe a procedimientos de verificación. Por tanto, nuestro trabajo no tiene por objeto la emisión de un informe de auditoría sobre los estados financieros o cualquier otra información financiera de la Sociedad puesta a nuestra disposición.

En caso que los estados financieros presenten deficiencias los resultados de nuestro trabajo podrían verse afectados.