



**Compañía General de Electricidad S.A.,
Empresa Eléctrica de Arica S.A.,
Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.**

Informe Pericial

Fusión de Compañía General de Electricidad S.A.
con las compañías Empresa Eléctrica de Arica S.A.,
Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de
Antofagasta S.A. al 31 de marzo de 2018

Mayo de 2018



**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
CON
EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA
ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.**

CONTENIDO

Informe pericial para la fusión de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa) y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda).

- Anexo I Estados de situación financiera al 31 de marzo de 2018 de Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
- Anexo II Estado de situación financiera fusionado proforma al 31 de marzo de 2018 de Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
- Anexo III Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A. provenientes de Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
- Anexo IV Determinación de porcentajes de participación de los Accionistas y relación de canje al 31 de marzo de 2018.



GLOSARIO DE TÉRMINOS

Administración	La Administración de CGE, Emelari, Eliqsa o Elecda, indistintamente
BCCh	Banco Central de Chile
CAGR	Compound Annual Growth Rate (Tasa de crecimiento anual compuesto)
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A.
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CGE	Compañía General de Electricidad S.A.
CLP	Peso Chileno
CNE	Comisión Nacional de Energía
Compañías	CGE, Emelari, Eliqsa y Elecda conjuntamente
DCF	Discounted Cash Flow (Flujos de Caja Descontados)
EDELAP	Empresa Distribuidora La Plata S.A.
EDENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EDESUR	Empresa Distribuidora Sur S.A.
EEFF	Estados Financieros
Elecda	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Eliqsa	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.
Emelari	Empresa Eléctrica de Arica S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de Electricidad
Enterprise Value	Valor recuperable de los activos operacionales
Equity Value	Valor recuperable del patrimonio
Fecha de Valoración	31 de marzo de 2018
GUDIs	Grandes Usuarios de la Distribuidora
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores
GUMEs	Grandes Usuarios Menores
GUPAs	Grandes Usuarios Particulares
FMI	Fondo Monetario Internacional
INE	Instituto Nacional de Estadísticas
IPC	Índice de Precios al Consumidor



kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
M	Miles
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MM	Millones
M USD	Miles de dólares de los Estados Unidos de América
MVA	Megavoltiamperio
MWh	Megavatio-Hora
PIB	Producto Interno Bruto
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SEA	Sistema Eléctrico de Aysén
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustible
SEGBA	Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires
SEM	Sistema Eléctrico de Magallanes
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
STAT	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Extra Alta Tensión
STDT	Sistema de Distribución Troncal
USD	Dólar de los Estados Unidos de América
VAD	Valor Agregado de Distribución
VPA	Valor Patrimonial Ajustado
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Costo Promedio Ponderado del Capital)



**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
CON
EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA
ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.**

A los señores Accionistas de
Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

De acuerdo a lo solicitado, he efectuado ciertos procedimientos a los Estados de Situación Financiera de CGE, Emelari, Eliqsa y Elecda (en adelante "las Compañías"), al 31 de marzo de 2018, según se detalla en el Anexo I de este informe, con el propósito de preparar un estado de situación financiera base de estas Compañías para generar un estado de situación fusionado proforma, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 156 del Reglamento de la Ley de Sociedades Anónimas.

Estos procedimientos incluyeron cotejos y comprobaciones aritméticas 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 o informe de auditoría, examen o revisión y debe ser utilizado sólo con el objeto y alcance mencionado en el primer párrafo precedente.

De acuerdo a la información proporcionada por la Administración de las Compañías, Emelari, Eliqsa y Elecda se fusionarán con CGE, adquiriendo esta última, todos los activos y pasivos de las primeras, a la fecha en que entre en efecto la fusión, sin perjuicio que CGE deba mantener registrados los valores tributarios que tenían dichos activos y pasivos en Emelari, Eliqsa y Elecda, conforme lo dispone el Artículo 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 en 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 31 de marzo de 2018.

Los estados financieros consolidados de CGE al 31 de marzo de 2018 y los estados financieros individuales de Emelari, Eliqsa y Elecda al 31 de marzo de 2018, fueron auditados por EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA., quienes emitieron los informes correspondientes sin salvedades con fecha 25 de abril de 2018 (en el caso de CGE) y con fecha 24 de abril de 2018 para las sociedades Emelari, Eliqsa y Elecda.



Con base en lo indicado anteriormente, en Anexo III se presentan los activos y pasivos de Emelari, Eliqsa y Elecda que se proponen incorporar al estado de situación financiera fusionado proforma.

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

- Cotejar los montos de activos, pasivos y patrimonio de CGE (Consolidado), Emelari (Individual), Eliqsa (Individual) y Elecda (Individual), al 31 de marzo de 2018, incluidos en las columnas (O), (A), (E) y (I), respectivamente, en el Anexo I, con los montos registrados en los estados financieros auditados a esa fecha.
- Cotejar los ajustes de criterio contable y valor razonable, determinados por la Administración de CGE en su hoja de consolidación al 31 de marzo de 2018, para Emelari, Eliqsa y Elecda, incluidos en las columnas (B) y (C); (F) y (G); (J) y (K), respectivamente del Anexo I adjunto.
- Cotejar los montos de activos, pasivos y patrimonio de CGE (Individual), incluidos en las columnas (M), en el Anexo I, con su hoja de consolidación al 31 de marzo de 2018.
- Reprocesamos columna (N), ajustes de consolidación, incluidos en el Anexo I.
- Cotejar disminución de dividendos acordados en las Juntas Ordinarias de Accionistas de abril 2018, de CGE, Emelari, Eliqsa y Elecda, con sus respectivas actas de Juntas Ordinarias de Accionistas, incluidos en el Anexo II. Asimismo cotejamos reverso de provisión de dividendo mínimo de CGE al 31 de diciembre de 2017.
- Reprocesamos aumento de capital proforma determinado por CGE, correspondiente a la participación no controladora de Emelari, Eliqsa y Elecda, al 31 de marzo de 2018, incluido en el Anexo II.
- Reprocesamos los activos, pasivos y patrimonio que se incorporaran a CGE provenientes de Emelari, Eliqsa y Elecda al 31 de marzo de 2018, incluidos en el Anexo III con los montos incluidos el Anexo I columnas (A) y (B); (E) y (F); (I) y (J), respectivamente, correspondientes a los estados financieros auditados más el monto correspondiente al ajuste de criterio contable indicado en dicho Anexo.
- Determinar los porcentajes de participación de los accionistas y relación de canje al 31 de marzo de 2018 descritas en el Anexo IV.
- Comprobar aritméticamente totales y subtotales presentados en los Anexos I al IV.



De acuerdo a lo establecido en el Artículo 168 del Reglamento de Sociedades Anónimas, declaro que me constituyo responsable de las apreciaciones contenidas en el presente informe.

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 CGE, Emelari, Eliqsa y Elecda consecuentemente, no tiene por objeto y no debiera ser utilizado para ningún otro fin.



Cristián Maturana Rojas
RUN N°10.939.201-4
Santiago, 4 de mayo de 2018

Firmó ante mí don Cristián Maturana Rojas Cédula de identidad N°10.939.201-4.

Santiago, 4 de mayo de 2018



ANEXO I

COMPANÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

Estados de Situación Financiera al 31 de marzo de 2018

Pasivos	(A) Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Individual)		(B) Ajustes de criterios contables		(C) Ajustes valor razonable		(D) Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Individual) con Ajustes		(E) Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Individual)		(F) Ajustes de criterios contables		(G) Ajustes valor razonable		(H) Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Individual) con Ajustes		(I) Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Individual)		(J) Ajustes de criterios contables		(K) Ajustes valor razonable		(L) Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Individual) con Ajustes		(M) Compañía General de Electricidad S.A. (Individual)		(N) Ajustes consolidación		(O) Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado)		
	MS	US	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)		
Otros pasivos financieros, corrientes	71.574		71.574	7.744.577		7.744.577		7.744.577		535.447		535.447		535.447		535.447		535.447		535.447		535.447		535.447		227.060.091		18.837.139		254.246.628	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.521.094		4.521.094	6.655.311		6.655.311		6.655.311		11.696.933		11.696.933		11.696.933		11.696.933		11.696.933		11.696.933		11.696.933		11.696.933		263.828.407		54.288.596		340.970.341	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	2.549.347		2.549.347	5.738.236		5.738.236		5.738.236		16.473.495		16.473.495		16.473.495		16.473.495		16.473.495		16.473.495		16.473.495		16.473.495		67.589.246		(53.070.247)		39.290.077	
Otras provisiones corrientes	38.729		38.729	178.473		178.473		178.473		295.392		295.392		295.392		295.392		295.392		295.392		295.392		295.392		16.708.699		2.206.389		19.428.682	
Pasivos por impuestos	33.243		33.243	367.894		367.894		367.894																				(401.137)			
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados																												14.406		14.406	
Otros pasivos no financieros	130.930		130.930	338.156		338.156		338.156		481.580		481.580		481.580		481.580		481.580		481.580		481.580		481.580		3.688.275		3.104.499		7.943.440	
Pasivo debido en concepto de activos para su disposición clasificadas como mantenimientos para la venta	71.574		71.574	7.744.577		7,744,577		7,744,577		535,447		535,447		535,447		535,447		535,447		535,447		535,447		535,447		227,060,091		18,837,139		254,246,628	
Pasivos no corrientes:																															
Otros pasivos financieros, no corrientes	8.008.307		7.631.635	6.819.438		6.819.438		6.819.438		45.634.621		45.634.621		45.634.621		45.634.621		45.634.621		45.634.621		45.634.621		45.634.621		797.554.147		30.772.104		889.780.617	
Cuentas por pagar, no corrientes	57.473		57.473	11.850		11.850		11.850		86.120		86.120		86.120		86.120		86.120		86.120		86.120		86.120		3.716.511				3.873.954	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas																										45.332.970		689.877		45.332.970	
Otras provisiones																										345.450				1.035.327	
Pasivos por impuestos diferidos	3.762.122		1,220,992	2,347,794		436,133	17,439,570		19,351,231		3,698,092		6,668,913		18,221,309		21,352,488		62,356,674		21,352,488		21,352,488		21,352,488		62,356,674		24,833,511		137,301,515
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	668.389		668.389	844.421		844.421		844.421		1,562,730		1,562,730		1,562,730		1,562,730		1,562,730		1,562,730		1,562,730		1,562,730		23,457,385		5,496,697		32,029,542	
Otros pasivos no financieros	2.095.355		2,095,355	7,435,050		7,435,050		7,435,050		844,421		844,421		844,421		844,421		844,421		844,421		844,421		844,421		3,716,511		3,777,659		11,843,944	
Total pasivos	21.856.573		1,220,992	6,589,609	6,589,609	17,115,570	17,115,570	17,115,570	17,115,570	80,464,410		80,464,410		80,464,410		80,464,410		80,464,410		80,464,410		80,464,410		80,464,410		1,511,841,085		89,024,243		1,763,863,523	
Patrimonio																															
Capital emitido	7.959.955		7,959,955	8,678,041		8,678,041		8,678,041		16,771,834		16,771,834		16,771,834		16,771,834		16,771,834		16,771,834		16,771,834		16,771,834		1,521,254,878		(33,409,830)		1,521,254,878	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	14.821.575		15,958,201	30,953,605		24,922,342	547,170	40,737,606		66,207,118		229,507		229,507		40,687,589		253,551,746		253,551,746		253,551,746		253,551,746		(164,016,274)		(356,145)		253,551,746	
Primas de emisión	113.232		113,232	104,285		104,285		104,285		138,628		138,628		138,628		138,628		138,628		138,628		138,628		138,628		(2,644,583)				(2,644,583)	
Acciones propias en cartera	11.550.845		(3,475,027)	2,614,123		15,008,125		4,097,984		17,369,765		(1,762,270)		14,963,177		13,367,895		26,568,802		(115,450,731)		(115,450,731)		(115,450,731)		(54,628,508)				(115,450,731)	
Otras reservas																										50,996,793				60,616,225	
Participación no controladora	34,445,607		(3,301,198)	19,551,391		51,075,800		48,712,794		57,812,064		(1,552,763)		57,812,064		56,533,079		113,212,340		1,666,771,300		1,666,771,300		1,666,771,300		(201,413,964)				1,777,927,525	
Total patrimonio	56,382,180		(4,522,190)	26,627,100	26,627,100	67,324,000	67,324,000	67,324,000	67,324,000	138,276,494		(2,099,676)		138,276,494		74,647,000		3,168,552,365		3,168,552,365		3,168,552,365		3,168,552,365		(112,388,721)				3,500,411,048	





ANEXO I

(A), (E) y (I): Cifras de los estados financieros individuales auditados al 31 de marzo de 2018 (Incluye criterio de revaluación de Propiedad, Planta y Equipo en base a NIC 16).

(O): Cifras de los estados financieros consolidados auditados al 31 de marzo de 2018.

(B), (C), (F), (G), (J), (K), (N): Información incluida en los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía General de Electricidad S.A. proporcionados por la Administración

Ajuste de Criterio Contable: Eliminación de la revaluación de la Propiedad, Planta y Equipo de las filiales, y unificación del criterio contable de Propiedad, Planta y Equipo al método del costo, el cual es el criterio contable de la matriz. En consecuencia, las revaluaciones realizadas por las filiales se eliminan en el proceso de consolidación.

Ajuste valor razonable: Corresponde al monto asignado del precio de compra en la combinación de negocio efectuada en noviembre de 2014 donde fue adquirida CGE.



ANEXO II

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.,
 EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.**

Estado de situación financiera fusionado proforma al 31 de marzo de 2018

Activos	Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) (1) M\$	Dividendos Acordados (* (2) M\$	Reverso provisión dividendo mínimo Compañía General de Electricidad S.A. (3)	Aumento de Capital (** (4) M\$	Total fusionado neto de variación de capital (1+2+3+4) M\$
Activos corrientes:					
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.534.370	(1.184.836)	-	-	4.349.534
Otros activos no financieros, corrientes	6.816.544	-	-	-	6.816.544
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	451.864.358	-	-	-	451.864.358
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9.898.483	-	-	-	9.898.483
Inventario	30.377.964	-	-	-	30.377.964
Activos por impuestos corrientes, corrientes	39.656.353	-	-	-	39.656.353
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	653.435	-	-	-	653.435
Activos no corrientes:					
Otros activos financieros, no corrientes	175.001	-	-	-	175.001
Otros activos no financieros, no corrientes	40.090	-	-	-	40.090
Derechos por cobrar no corrientes	20.463.856	-	-	-	20.463.856
Inventario	991.573	-	-	-	991.573
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	17.392.228	-	-	-	17.392.228
Activos intangibles distintos de la plusvalía	878.454.405	-	-	-	878.454.405
Plusvalía	218.067.233	-	-	-	218.067.233
Propiedades, planta y equipo	1.802.662.061	-	-	-	1.802.662.061
Propiedades de inversión	9.729.195	-	-	-	9.729.195
Activos por impuestos diferidos	7.633.899	-	-	-	7.633.899
Total activos	3.500.411.048	(1.184.836)	-	-	3.499.226.212



ANEXO II

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

Estado de situación financiera fusionado proforma al 31 de marzo de 2018

Pasivos	Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) (1) M\$	Dividendos Acordados (*) (2) M\$	Reverso provisión dividendo mínimo Compañía General de Electricidad S.A. (3) M\$	Aumento de Capital (**) (4) M\$	Total fusionado neto de variación de capital (1+2+3+4) M\$
Pasivos corrientes:					
Otros pasivos financieros, corrientes	254.248.828	-	-	-	254.248.828
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	340.970.341	-	(1.165.180)	-	339.805.161
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	39.290.077	38.799.585	(36.696.186)	-	41.393.476
Otras provisiones corrientes	19.428.682	-	-	-	19.428.682
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	14.406	-	-	-	14.406
Otros pasivos no financieros.	7.943.440	-	-	-	7.943.440
Pasivos no corrientes:					
Otros pasivos financieros, no corrientes	889.780.617	-	-	-	889.780.617
Cuentas por pagar, no corrientes	3.873.954	-	-	-	3.873.954
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	45.322.970	-	-	-	45.322.970
Otras provisiones	1.035.327	-	-	-	1.035.327
Pasivos por impuestos diferidos	137.301.515	-	-	-	137.301.515
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	32.029.542	-	-	-	32.029.542
Otros pasivos no financieros, no corrientes	11.843.824	-	-	-	11.843.824
Total pasivos	1.783.083.523	38.799.585	(37.861.366)	-	1.784.021.742
Patrimonio					
Capital emitido	1.521.254.878	-	-	21.361.643	1.542.616.521
Ganancias (pérdidas) acumuladas	253.551.746	(39.820.938)	37.861.366	-	251.592.174
Acciones propias en cartera.	(2.644.593)	-	-	-	(2.644.593)
Otras reservas	(115.450.731)	-	-	-	(115.450.731)
Participación no controladora	60.616.225	(163.483)	-	(21.361.643)	39.091.099
Total patrimonio	1.717.327.525	(39.984.421)	37.861.366	-	1.715.204.470
Total pasivos y patrimonio	3.500.411.048	(1.184.836)	-	-	3.499.226.212

(*) Corresponde a (i) Pago de dividendo efectuado por Compañía General de Electricidad S.A. por M\$39.820.938, aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 19 de abril de 2018. (ii) Pagos de dividendos efectuados a accionistas no controladores de Elecda por M\$26.473, aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 13 de abril de 2018 y pagado con fecha 25 de abril de 2018; Eliqsa por M\$104.419, aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 6 de abril de 2018 y pagado con fecha 25 de abril de 2018 y Emelari por M\$32.591, aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 5 de abril de 2018 y pagado con fecha 25 de abril de 2018.

(**) El aumento de capital expresado en pesos chilenos corresponde a CLP21.361.642.962.



**Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A.,
Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.**

Informe Pericial
Santiago, 4 de mayo de 2018
Página 12

ANEXO III

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.,
EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.**

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A.
provenientes de Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A.
y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de marzo de 2018

Activos que se aportan

	31-03-2018 (*)
Activos	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.226.037
Otros activos no financieros, corrientes	283.433
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	63.651.244
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.668.104
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.353.222
Activos no corrientes:	
Derechos por cobrar no corrientes	332.849
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	27.885.592
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.255
Plusvalía	756.945
Propiedades, planta y equipo	174.427.420
Propiedades de inversión	4.063.303
Total activos	275.656.404

(*) Los activos y pasivos que se aportan corresponden a la suma de las columnas (A), (B), (E), (F), (I) y (J) del Anexo I.



ANEXO III

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.,
EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.**

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A. provenientes de Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de marzo de 2018

Pasivos que se aportan

Pasivos	31-03-2018 (*) M\$
Pasivos corrientes:	
Otros pasivos financieros, corrientes	8.351.598
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22.873.338
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	24.761.078
Otras provisiones corrientes	512.594
Pasivos por impuestos	401.137
Otros pasivos no financieros	950.666
Pasivos no corrientes:	
Otros pasivos financieros, no corrientes	62.462.366
Cuentas por pagar, no corrientes	155.443
Pasivos por impuestos diferidos	7.583.970
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	3.075.550
Otros pasivos no financieros.	9.571.315
Total pasivos	140.699.055

(*) Los activos y pasivos que se aportan corresponden a la suma de las columnas (A), (B), (E), (F), (I) y (J) del Anexo I.



ANEXO IV

DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LOS ACCIONISTAS Y RELACIÓN DE CANJE AL 31 DE MARZO DE 2018

(1) Relación de canje

	EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.	EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A.	EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.	COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Valor económico del patrimonio al 31 de marzo 2018 – M CLP\$	61.567.670	121.160.941	109.683.865	1.637.890.038
Número de acciones emitidas	185.994.529	182.932.687	180.804.998	1.994.506.782
Valor de la acción (en pesos)	331,0187	662,3253	606,6418	821,2005
Razón de canje	0,4031x	0,8065x	0,7387x	

(Número de acciones de Compañía General de Electricidad S.A. por cada acción de Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., respectivamente)

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

ACCIONISTAS DE COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD	Participación %	Acciones N°
Actuales accionistas de CGE	98,469%	1.994.506.782
ACCIONISTAS DE EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A., EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A. Y EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A. QUE SE INCORPORAN A LA ENTIDAD FUSIONADA		
Minoritarios Empresa Eléctrica de Arica S.A.	0,216%	4.379.645
Minoritarios Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	0,832%	16.843.137
Minoritarios Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	0,483%	9.778.250
Totales	<u>100,00%</u>	<u>2.025.507.814</u>

Las participaciones anteriores, son las que resultan luego de que CGE (Compañía Absorbente) emita un total de 31.001.032 nuevas acciones para ser distribuidas entre los accionistas no controladores de Emelari, Eliqsa y Elecda (Compañías Absorbidas), determinadas con sus Roles de Accionistas al 30 de abril de 2018.



ANEXO IV

(2) Encuadre Macroeconómico

(a) Encuadre macroeconómico de Chile

Durante los últimos años, Chile ha enfrentado una desaceleración en su economía, pasando de un crecimiento de 4,0% del PIB real en 2013 hasta un 1,5% del PIB real en el año 2016 según datos del Banco Central de Chile (BCCh). Esto debido a la merma de la actividad minera, principalmente minería de cobre, lo cual se suma a un bajo rendimiento de las actividades manufactureras y de servicios empresariales. De la misma forma, ha existido una reducción del crecimiento en la demanda interna desde un 3,6% en 2013 hasta un 1,1% en 2016.

El 2017, particularmente a partir de la segunda mitad del año, se caracterizó por tener una mejora gradual en las tasas de crecimiento de la economía y al mismo tiempo en las expectativas para los próximos años 2018 y 2019. En el primer trimestre del año 2017, el PIB tuvo un retroceso de 0,4% respecto al año anterior, mientras que el segundo trimestre registró un aumento del 0,5%, evidenciando un crecimiento por debajo del PIB potencial chileno que según el consejo del BCCh se ubica entre 2,5 y 3,0%. Sin embargo, se observa un punto de inflexión en la economía desde el tercer y cuarto trimestre, con un crecimiento de 2,5% y 3,3% respectivamente. Esta mejora de los indicadores económicos se explicaría por factores internos y externos. Los factores internos que afectaron la mejora en la actividad fueron los sectores no mineros, que tuvieron un alza no esperada por el mercado, particularmente los sectores de la industria, construcción, consumo interno y la recuperación de la inversión.

Los factores externos que afectaron a la economía chilena fueron: EEUU con un crecimiento anual de 2,3% en el año 2017, superior al crecimiento anual promedio del 2010 - 2016 que fue de un 2,1%; la Eurozona también experimentó un aumento del crecimiento anual respecto a sus últimos niveles de expansión, mientras que el crecimiento del PIB de China estuvo por sobre las expectativas de mercado (6,8% crecimiento anual real vs 6,7% crecimiento anual esperado). Lo anterior ha desencadenado una presión al alza de los precios de los commodities, lo que ha generado la subida del precio del cobre, modificando las perspectivas a corto y mediano plazo.

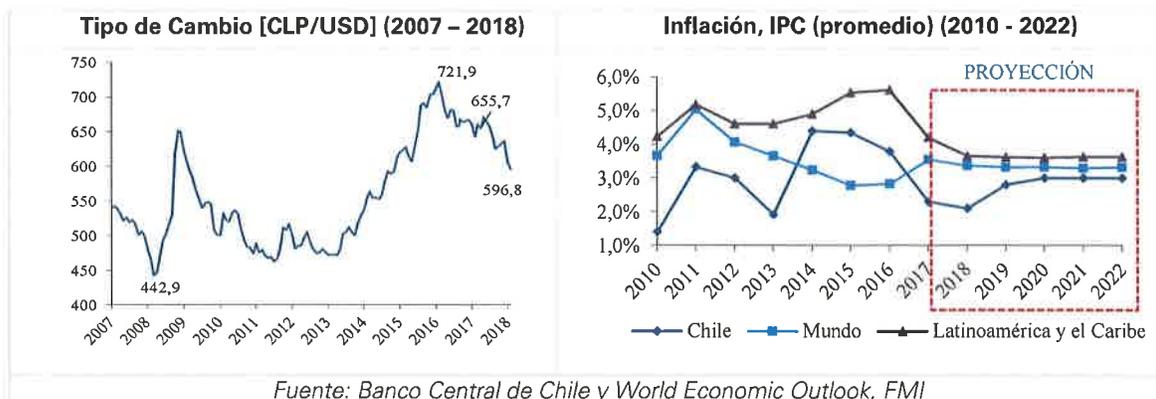
Por otro lado, el BCCh luego de haber estimado en el Informe de política monetaria (IPOM) de septiembre del 2017 un crecimiento para el año 2018 en un rango de 2,5% a 3,5%, éste modificó las expectativas de crecimiento en su último IPOM publicado en marzo del 2018, entre el 3,0% y 4,0%, para 2018 y para 2019 entre el 3,3% y 4,3%. Por otra parte, la Encuesta de Expectativas Económicas de marzo del BCCh espera un crecimiento del PIB de 3,5% para el año 2018, 3,3% para el año 2019 y 3,8 % para el año 2020.

ANEXO IV



La inflación ha seguido una tendencia a la baja desde 2014, evolucionando en línea con lo anticipado por el BCCh y con perspectivas de que se mantenga relativamente estable. Según el BCCh, en 2015 la inflación fue del 4,3%, en 2016 del 2,7% y en 2017 fue de 2,3%. Las estimaciones de inflación anual para 2018 y 2019 son del 2,1% y 2,7%, respectivamente. En dichas previsiones realizadas por el BCCh, se proyectan menores presiones inflacionarias debido a la apreciación del tipo de cambio (CLP/USD), por lo que se estima una convergencia al rango meta del 3,0% en el 2019.

El peso chileno tuvo un período de depreciación importante entre 2013 y 2016, luego que la Reserva Federal de Estados Unidos anunciara medidas de menor expansión económica a través de su política monetaria, afectando el precio de productos básicos, especialmente el cobre. El fortalecimiento del peso respecto al dólar en el año 2017 responde a una mejora en el precio del cobre, el cual ha continuado aumentando hasta ubicarse en los US\$3,1 la libra en marzo de 2018. Adicionalmente, las perspectivas positivas del crecimiento de Chile han generado una entrada de flujo de capitales. El BCCh estima que el tipo de cambio real debería aumentar para situarse en sus valores de largo plazo para llegar a una convergencia de la inflación al 3,0%. Finalmente, el tipo de cambio al 29 de marzo de 2018 se ubica en torno a CLP605 por USD, cifra que, según la Encuesta de Expectativas Económicas del Banco Central, alcanzaría los CLP615 por dólar en el año 2020.





ANEXO IV

Pese al lento crecimiento de la economía en los últimos años, el mercado laboral ha respondido con resiliencia, manteniendo un nivel bajo de desocupados. No obstante, la tasa de desempleo nacional para los primeros dos trimestres del 2017 presentaron un alza a tasas de 6,6% y 7,0% respectivamente. Finalmente, en línea con una mejora de la economía para el tercer y cuarto trimestre se evidenció una baja de la tasa de desocupación a niveles de 6,7% y 6,4% respectivamente. Según datos del INE y BCCh, esta mejora se debe principalmente al trabajo por cuenta propia.

Según proyecciones del FMI, se espera una tasa de desempleo de 6,8% y 6,5%, para 2018 y 2019, respectivamente. Hacia 2022, se proyecta en 6,3%.



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas

(b) Encuadre macroeconómico de Argentina

Con un Producto Interno Bruto (PIB) de más de USD 540.000 millones, Argentina es una de las economías más grandes de América Latina. El Gobierno ha reestructurado su agencia nacional de estadísticas publicando nuevamente una serie de indicadores clave.

De acuerdo al reporte "Perspectivas de la economía mundial" a octubre de 2017 del FMI, se proyecta una expansión en la actividad argentina del 2,5% para 2018, apoyado por un aumento del consumo y la inversión pública, y del 2,6% para 2019 sustentado en la recuperación de la inversión privada. Ha habido cambios importantes en el pronóstico en los últimos meses de la recuperación de Argentina, en donde el primer semestre del 2017 tuvo un importante crecimiento que perdió impulso durante el segundo semestre del 2017.



Fuente: Fondo Monetario Internacional

ANEXO IV

(3) Sector Eléctrico en Chile y Marco Regulatorio

(a) 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 parte de la transmisión.

El sistema eléctrico chileno se estructura geográficamente sobre entramados eléctricos independientes: Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén (en adelante, en su conjunto, Sistemas Eléctricos de Aysén, SEA) y los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams (en adelante, en su conjunto, Sistema Eléctrico de Magallanes, SEM). A partir del año 2018, se unificó el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), conformándose el Sistema Eléctrico Nacional, el cual abarca 3.100 km desde la ciudad de Arica hasta la isla de Chiloé, en el sur del país.

La capacidad instalada de generación eléctrica en los sistemas SEN, SEA y SEM en el mes de marzo del año 2018, alcanzó los 22.517 MW, de los cuales 22.350 MW (99,3%) corresponden al SEN, mientras que el 0,7% restante pertenecen a los sistemas de Aysén y Magallanes. Durante los últimos 11 años se ha observado un crecimiento promedio anual de 3,2% en la generación eléctrica bruta nacional. En febrero del 2018, en el SEN se generaron 6.013 GWh.

La tecnología utilizada en la generación de energía se puede apreciar en el gráfico a la derecha.



Fuente: Reporte mensual sector energético, Comisión Nacional de Energía, marzo 2018

A noviembre del 2017, el sistema de transmisión del SEN tenía una longitud total de 33.097 km.



ANEXO IV

Los principales organismos reguladores del Estado en el sector eléctrico en Chile son:

- Ministerio de Energía: institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, y así asegurar que la población chilena pueda acceder a la energía de forma segura y a precios razonables.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): organismo público y descentralizado que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Sus funciones son (i) analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley, (ii) fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley, (iii) monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia y (iv) asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN): organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. Sus objetivos son (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): servicio de la administración del Estado funcionalmente descentralizado que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Energía. Es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

(b) 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.



ANEXO IV

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 de la operación del conjunto de instalaciones del SEN que operan interconectadas entre sí es efectuada por el CEN.

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 cinco segmentos de transmisión: el "sistema de transmisión nacional", que interconecta las subestaciones de transmisión nacional definidas en los decretos de precio nudo, el "sistema de transmisión zonal", que corresponde a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema de transmisión nacional con los sistemas de distribución que abastecen a los clientes finales que se encuentren en las zonas de concesión de empresas distribuidoras, el "sistema de transmisión para polos de desarrollo", que permite a través de una única línea de transmisión, la evacuación de energía generada desde polos de desarrollo de generación, "sistema de interconexión internacional" dedicado para intercambios internacionales de energía, y "sistemas de transmisión dedicados", que corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen a los sistemas mencionados, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios, o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, de transmisión zonal, de polos de desarrollo y de interconexión internacional, 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. El CEN tiene la obligación de ejercer la coordinación técnica y económica sobre el conjunto de las instalaciones del SEN. Las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados están sometidas al régimen de acceso abierto en la medida que exista capacidad técnica disponible, lo que debe ser determinado por el CEN conforme a la normativa respectiva.



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, el de 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 CEN 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 existentes de los sistemas de transmisión nacional y de transmisión zonal reciben anualmente un ingreso equivalente al valor anual de transmisión por tramo, que corresponde al valor anualizado de inversión y al costo anual de operación, mantenimiento y administración, el que es fijado por la CNE cada cuatro años.

En los sistemas de transmisión nacional y zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho período, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes. En el caso de obras de ampliación, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

A su vez, las instalaciones de transmisión dedicadas 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.

Distribución: 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% ± 4% al momento de la determinación del VAD.



ANEXO IV

El VAD 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.

(4) Marco Regulatorio y Sector Eléctrico en Argentina

(a) Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico en Argentina fue creado por Ley N°24.065 en el año 1992. Denominado a partir de ese momento como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Este mercado eléctrico fue segmentado en generadores, transportistas en extra alta tensión, transportistas troncales, distribuidores (los usuarios cautivos están incluidos en estos agentes) y grandes usuarios. Si bien la generación estaría sujeta a la libre competencia, tanto el transporte como la distribución, por sus características monopólicas, fueron objeto de concesiones jurisdiccionales con regulación.

Los generadores, distribuidores y grandes usuarios podrían realizar transacciones de energía con precios determinados por la oferta y la demanda. Además, podrían acceder a contratos de suministro de electricidad a largo plazo.

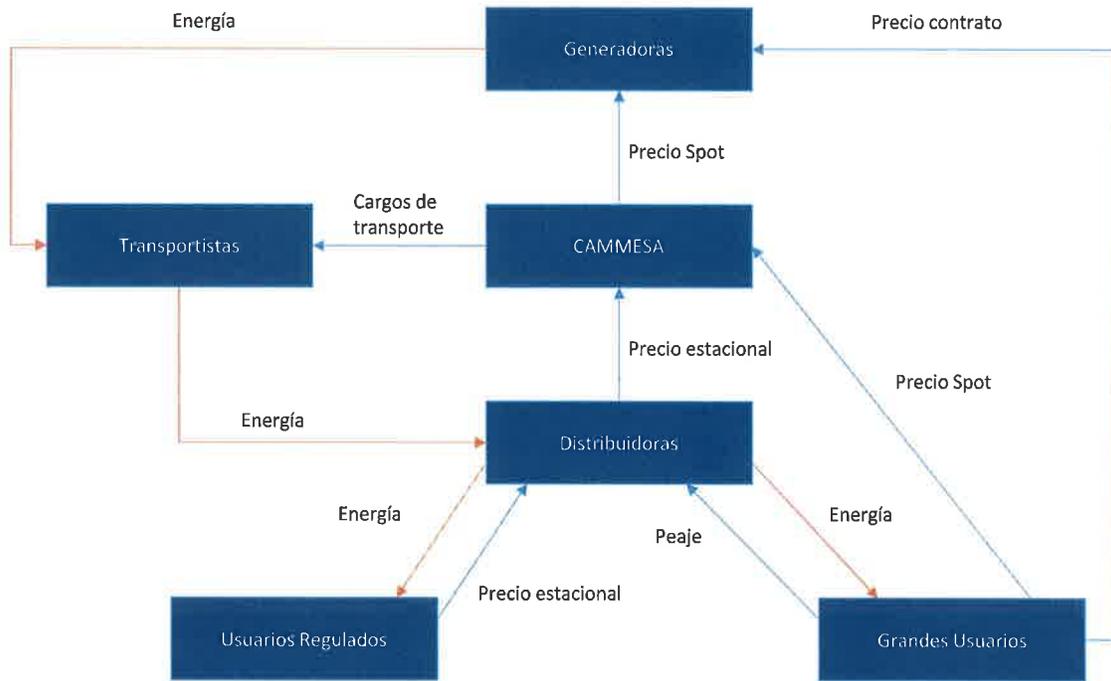
Dentro de las principales características del MEM se encuentran:

- Ser un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores.
- Un mercado spot, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción.
- Un sistema estabilizado de precios a través de precios estacionales (establecidos semestralmente), y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios spot para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.



ANEXO IV

En el diagrama a continuación se observa las relaciones que existían entre los distintos actores del MEM.



Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)

CAMMESA es una empresa privada que está a cargo de la administración del MEM, del despacho económico de cargas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y de las transacciones económicas entre los distintos agentes.

La administración de CAMMESA la realiza un Directorio que está presidido por el Secretario de Energía de la Nación y el resto del Directorio conformado por representantes de todos los agentes del MEM.



ANEXO IV

Dentro de sus principales funciones se encuentran:

- Planificar las necesidades de capacidad y optimizar el uso de energía de acuerdo a las reglas establecidas por la Secretaría de Energía del Gobierno Nacional de Argentina.
- Control de la operación del mercado a término, administrar el despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos propios del mercado.
- Administrar las transacciones entre los distintos agentes del MEM, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para estas transacciones.
- 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 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. Esta función no fue la original y se agregó a lo largo del tiempo.

(b) Marco regulatorio

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 del MEM. Los generadores privados podrían acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios, sin embargo, esta posibilidad está hoy suspendida.

Transmisión

Las empresas transportistas tienen una concesión para operar y mantener redes de transporte que vinculan a los agentes generadores, distribuidores y grandes usuarios. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Extra 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.

El transporte se lleva a cabo a través de concesiones, otorgadas por un período de tiempo mediante 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").



ANEXO IV

Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no alcanza los niveles de calidad de servicio exigida en sus contratos de concesión, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de indisponibilidad de la red.

La responsabilidad de iniciar la expansión del sistema de transporte recae sobre la demanda (distribuidores y grandes usuarios). Los beneficiarios –que puede incluir a generadores– de la ampliación pagan por la nueva capacidad de transporte puesta a disposición. 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.

Distribución

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para ejercer el servicio público de distribución de energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de abastecer toda la demanda requerida en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en su contrato de concesión. Estos contratos incluyen sanciones por inadecuada calidad de servicio. 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. Con el tiempo EDELAP fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires. De este modo las únicas concesiones federales reguladas por el ENRE son EDENOR y EDESUR que abastecen la Capital Federal y el primer cinturón del cono urbano bonaerense en la provincia de Buenos Aires.

El resto de las provincias del país, en algunos casos concesionaron sus servicios públicos de distribución de energía eléctrica a empresas privadas y en otros casos los mantuvieron estatales. En el caso de las privatizaciones, algunas en la actualidad se mantienen administradas por privados, mientras que otras volvieron a manos estatales. Las provincias más grandes mantuvieron sus servicios estatales (Córdoba y Santa Fe).

Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución de una zona geográfica concreta. En cada concesión se establece, entre otras cosas, el área a abastecer, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores y el alcance de la obligación para satisfacer la demanda. En cada jurisdicción, un Organismo Regulador supervisa el cumplimiento de los distribuidores.

Grandes usuarios

El mercado mayorista de electricidad clasifica los grandes usuarios de energía en cuatro categorías: (i) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (ii) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs"), (iii) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs") y (iv) Grandes Usuarios de la Distribuidora ("GUDIs").



ANEXO IV

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes obligaciones en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Actualmente, GUMAs, GUMEs y GUPAs están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos con CAMMESA, mientras que los GUDIs son usuarios regulados de las Distribuidoras con potencias mayores de 300 kW de demanda.

La tarifa de electricidad en Argentina

Para el usuario final, la tarifa de electricidad se fija principalmente por tres componentes: costo de compra de la energía, costos de transporte y VAD. Los precios de la energía los fija trimestralmente la Secretaría de Energía de la Nación. En la gran mayoría de los casos los precios de la energía son un "pass through" para el distribuidor. En las concesiones privadas se producen revisiones tarifarias (VAD) quinquenales y de ajustes por inflación. Estas últimas pueden ser semestrales o anuales.

Por la crisis económico – financiera de Argentina del año 2002 se produjo el quiebre de los contratos de concesión de las empresas privatizadas. Ello implicó, entre otros impactos, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y la suspensión de las cláusulas de ajustes y revisiones tarifarias.

Del mismo modo desde el punto de vista del MEM se congeló el precio mayorista desde noviembre de 2001. Esto produjo el apartamiento de los precios sancionados respecto de los costos reales de abastecimiento, lo que motivó una sostenida desinversión en el MEM y el fuerte subsidio del estado nacional sobre las tarifas a usuarios finales.

Desde el año 2006 hasta el 2016 se produjeron renegociaciones de los contratos de concesión y descongelamiento de tarifas de las distintas jurisdicciones. Cada una con su particularidad.



ANEXO IV

(5) Descripción de las compañías involucradas en el proceso de fusión

(a) Compañía General de Electricidad S.A.

En 1905 se funda la Compañía General de Electricidad Industrial S.A., abasteciendo de energía eléctrica a San Bernardo, Rancagua y Temuco. A partir de ahí continuó su desarrollo en el servicio eléctrico a nivel nacional, como también en el negocio del gas. Hoy Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) es la cabecera de uno de los grupos energéticos más importantes de Chile, desarrollando su actividad en el sector de electricidad en Chile (desde Arica a Puerto Williams) y Argentina (en tres provincias).

El 14 de noviembre de 2014, Gas Natural Fenosa Chile SpA. adquirió 96,5% de participación en CGE mediante una OPA al valor de CLP 4.700 por cada acción. Luego, adquirió (mediante un poder de compra) un porcentaje adicional llegando a una participación de 97,4%, producto de la compra total de 405.730.022 acciones por un monto total de CLP \$1.906,8 mil millones.

Luego, el 1 de junio de 2016, Gas Natural Fenosa Chile SpA. se transformó en una sociedad anónima abierta con la razón social Gas Natural Fenosa Chile S.A.

El 9 de agosto de 2016 se acordó la fusión de Gas Natural Fenosa Chile S.A. con su entonces filial CGE, subsistiendo la primera, bajo la razón social "Compañía General de Electricidad S.A.". Posteriormente, con fecha 14 de octubre de 2016, CGE se dividió en dos sociedades, una continuadora, CGE y una nueva sociedad, denominada CGE Gas Natural S.A., donde se concentraron las inversiones del sector eléctrico y de gas natural, respectivamente.

De este modo, a partir del 14 de octubre de 2016, CGE pasó a administrar todas las inversiones accionarias en las sociedades del rubro de electricidad que el Grupo Gas Natural Fenosa posee en Chile. Posteriormente, el 14 de diciembre de 2016 se aprobó la fusión por incorporación de Transnet S.A. en CGE, manteniendo el nombre de esta última y anexando así parte del negocio de transmisión a la matriz del negocio eléctrico. En junio de 2017, se aprobó en Junta Extraordinaria de Accionistas la fusión por absorción de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. en CGE, continuando con el Plan de Reorganización Societaria que está llevando el Grupo Gas Natural Fenosa en Chile.

El hito más reciente en cuanto al proceso de simplificación de la malla societaria ocurrió el día 30 de noviembre de 2017, en donde CGE, mediante fusión, absorbió las empresas CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Conafe) y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Emelat).



ANEXO IV

(b) Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari)

Emelari posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la XV Región de Chile (Arica y Parinacota). Al 31 de diciembre de 2017, la empresa contaba con 72.860 clientes y sus ventas físicas alcanzaron los 310 GWh.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Emelari cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2008 y 2016. Dentro de los varios contratos que Emelari tiene con distribuidoras, el principal proveedor es Engie Energía Chile S.A.

Al cierre del año 2017, Emelari obtuvo utilidades de MMCLP2.469 y se repartieron dividendos por MMCLP1.395.

(c) Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda)

Elecda posee una presencia significativa en el sector de la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la II Región de Chile (Antofagasta). Al 31 de diciembre de 2017, la empresa contaba con 180.214 clientes y sus ventas físicas alcanzaron los 921 GWh.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Elecda cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2006 y 2016. Dentro de los varios contratos que Elecda tiene con distribuidoras, el principal proveedor es Engie Energía Chile S.A.

Al cierre del año 2017, Elecda obtuvo utilidades de MMCLP1.578 y se repartieron dividendos por MMCLP1.085.

(d) Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa)

Eliqsa posee una presencia significativa en el sector eléctrico en la I Región de Chile (Tarapacá). Al 31 de diciembre de 2017, la empresa contaba con 101.098 clientes y sus ventas físicas alcanzaron los 484 GWh.

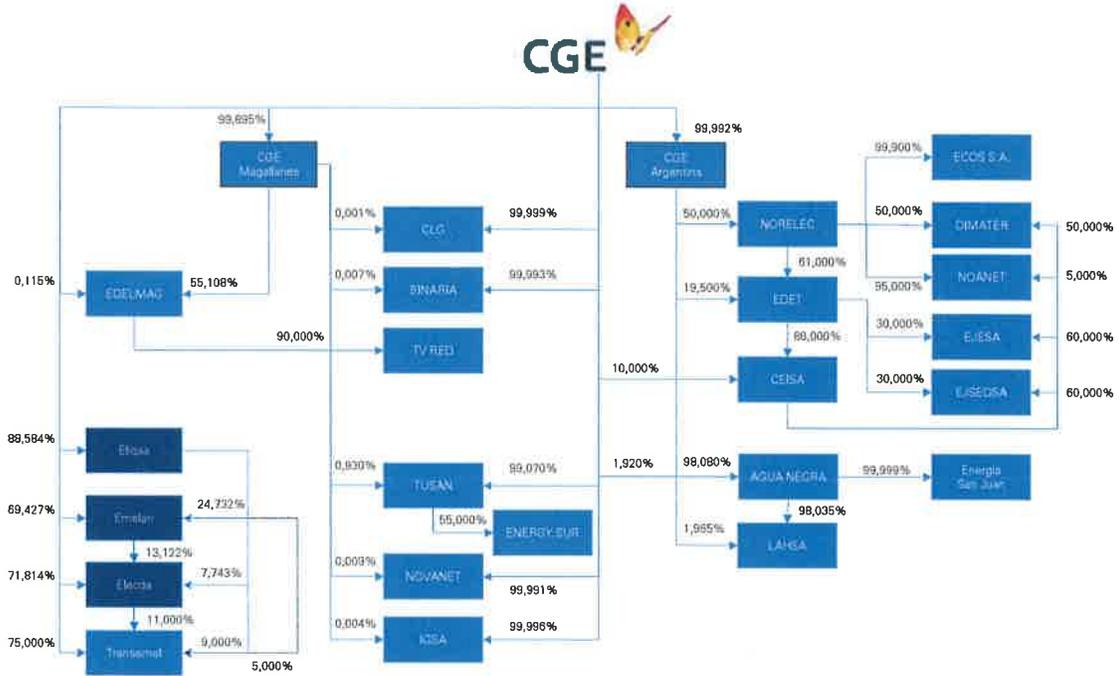
Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Eliqsa cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2008 y 2017. Dentro de los varios contratos que Eliqsa tiene con distribuidoras, el principal proveedor es Engie Energía Chile S.A.

Al cierre del año 2017, Eliqsa obtuvo utilidades por MMCLP5.183 y se repartieron dividendos por MMCLP2.378.



ANEXO IV

Malla societaria actual de Compañía General de Electricidad S.A.





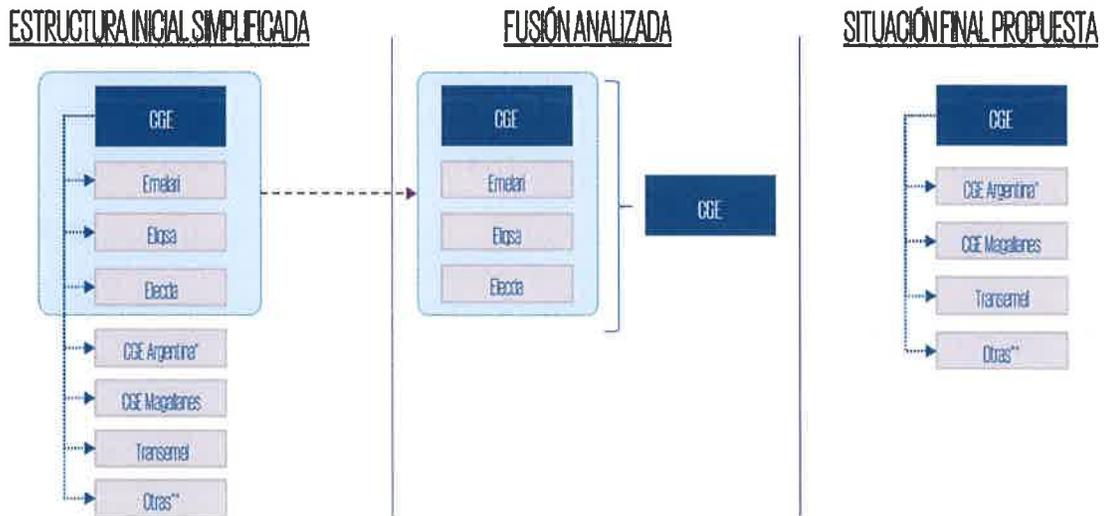
ANEXO IV

(6) Descripción de la transacción

De acuerdo a lo informado por la Administración, la operación que se llevaría a cabo, involucra a la Compañía General de Electricidad S.A., y sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y Empresa Eléctrica Iquique S.A.

El objeto de esta fusión es continuar con el proceso de consolidar los activos, actividades y la gestión y operación del negocio eléctrico en una sola compañía (CGE). La sociedad continuadora y sucesora legal de las sociedades absorbidas será Compañía General de Electricidad S.A.

De manera simplificada, la estructura societaria, en el contexto de la fusión propuesta, evolucionaría de acuerdo al siguiente diagrama:



(*) Se refiere a compañías operativas en Argentina: ESJ, Norelec, EDET y otras. Malla detallada disponible en la página web de CGE.

(**) Se refiere a compañías de servicios y/o soporte a los negocios del grupo, CLG, Binaria, Tusan, Energy Sur, Novanet, IGSA y otras.



ANEXO IV

(7) Metodología aplicada

En el análisis se han utilizado distintas metodologías de valoración para cada compañía, dependiendo de sus características, información disponible e importancia relativa en el valor total de CGE, Emelari, Eliqsa y Elecda. De esta manera, se han valorado sociedades por metodologías de Flujos de Caja Descontados (DCF), Múltiplos Comparables, Valor Activos o bien Valor Patrimonial Ajustado (VPA).

Flujos de Caja Descontados

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, ajustando dicho valor por deudas netas y activos/pasivos no operacionales.

Valor Patrimonial Ajustado

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. En el caso de una sociedad de inversión, se reconoce el valor razonable de la inversión en la(s) entidad(es) operativas, para luego obtener el valor patrimonial de la misma. Una vez estimado el valor patrimonial total, se considera el porcentaje de participación respectivo que tiene la sociedad de inversión en cada entidad.

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.

Detalle de Valoración

A continuación se detallan las metodologías de valoración y los resultados obtenidos en la estimación del Equity Value de las compañías, los cuales tienen vigencia a la fecha establecida específicamente en este informe (31 de marzo de 2018).

Tanto CGE como Emelari, Eliqsa y Elecda se han valorado a partir de la valorización de cada una de las sociedades que pertenecen a dicho conglomerado teniendo en cuenta la respectiva participación accionaria, y las características de las distintas entidades que la componen.

ANEXO IV

Resumen Valoración (MM CLP)					
Empresa	Metodo de valoración	Enterprise Value	Equity Value	Participación CGE	Valor Patrimonio para CGE
Electricidad					
Sociedades Operativas					
CGE (Individual sin participación en relacionadas)	DCF	2.226.287	1.123.327		1.123.327
Transemel	DCF	63.382	37.445	75,00%	28.084
Edelmag	DCF	138.741	117.348	0,12%	135
Emelari	DCF	60.029	61.568	69,43%	42.745
Eliqsa	DCF	127.768	121.161	88,58%	107.329
Elecda	DCF	169.709	109.684	71,81%	78.768
CGE Magallanes	VPA		65.147	99,90%	65.079
CGE Argentina	VPA		56.834	99,99%	56.830
Total Electricidad			1.692.513		1.502.296
Empresa	Metodo de valoración	Enterprise Value	Equity Value	Participación CGE	Valor Patrimonio para CGE
Servicios					
Tusan	DCF	18.301	18.125	99,07%	17.957
CLG	Múltiplo	28.724	13.316	100,00%	13.316
Binaria	Múltiplo	30.368	34.746	99,99%	34.744
Novanet	Múltiplo	-	2.209	99,99%	2.208
IGSA	Múltiplo	-	65.619	100,00%	65.616
Total Servicios		77.393	134.015		133.841
Empresa					Valor Patrimonio para CGE
Otros					1.752
Equity Value - CGE (Consolidado)					1.637.890

"Otros" considera la participación de CGE en las sociedades de inversión Norelec, Agua Negra y CEI.

A continuación se complementa la información relacionada con los supuestos, los criterios y las estimaciones utilizadas en las valorizaciones de cada una de las sociedades involucradas, según metodologías utilizadas.



ANEXO IV

Sociedades valoradas según método de Flujo de Caja Descontado (DCF)

- **Compañía General de Electricidad S.A.**

CGE es la sociedad matriz y operativa responsable del desarrollo del negocio eléctrico del Grupo Gas Natural Fenosa en Chile. En diciembre 2016, CGE aprobó la fusión por absorción de Transnet S.A. en CGE incorporando así a la matriz del negocio eléctrico parte de las operaciones de transmisión eléctrica del grupo. En este sentido, CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía en el Sistema Eléctrico Nacional, con una infraestructura de transmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, prestando servicios no sólo a empresas distribuidoras relacionadas a CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes. A diciembre 2017, la energía retirada del sistema de transmisión zonal de CGE alcanzó a 13.097 GWh, 0,8% menor a lo registrado el año anterior.

CGE cuenta con infraestructuras emplazadas entre la Región de Atacama y la Región de Los Ríos, con líneas que representan cerca del 34% de las líneas de transmisión zonal del SEN, con una totalidad de 8.628 MVA de potencia instalada, constituyendo el 37% de la potencia instalada del SEN, cifras que la posicionan como el principal actor en el sector de la transmisión zonal en el país.

Al 31 de diciembre de 2017, sus ingresos por venta fueron de CLP \$1.350.007 millones, con un margen EBITDA de 10,2%. Al 31 de marzo de 2018, sus ingresos por venta fueron de CLP \$325.808 millones, con un margen EBITDA de 7,4%.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2027 positivo de 3,7%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 13,6% para el período 2018 – 2027, con un CAGR de 7,1%.

- **Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.**

Es una sociedad subsidiaria directa de CGE, que presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el SEN. Para ello, cuenta con cuatro subestaciones de transformación, ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta, además de la compra de la estación Duqueco en 2017. Estas subestaciones transforman la energía suministrada por las empresas generadoras y la entregan a las empresas de distribución eléctrica y otros clientes a través de un sistema de transmisión de 66 kV, 110 kV, 220 kV y 154 kV, compuesto por 91,5 km de líneas y una capacidad de transformación de 680 MVA.

Los ingresos registrados a marzo de 2018 son un 5,2% inferior a los registrados en el mismo período del año anterior, mientras que a nivel de margen bruto se obtuvo una mejora pasando de 55,3% registrado en marzo de 2017 a un 61,2% registrado a marzo de 2018. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2027 positivo de 4,2%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 71,3% para el período 2018 – 2027, con un CAGR de 4,5%.



ANEXO IV

- **Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.**

Es una sociedad filial indirecta de CGE, que se dedica a la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la región de Magallanes. Esta posee centrales generadores en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Su principal fuente de ingresos es la venta de energía a través de su red de distribución y sus costos corresponden principalmente a los costos de combustibles, lubricantes y otros asociados a la generación de electricidad.

Al 31 de marzo de 2018, sus ingresos por venta fueron de CLP \$8.464 millones, con un margen EBITDA de 29,1%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han aumentado un 4,9% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 35,2% en marzo de 2017 a un 29,1% en marzo de 2018.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2027 positivo de 6,3%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 27,4% para el período 2018 – 2027, con un CAGR de 4,4%.

- **Empresa Eléctrica de Arica S.A.**

Emelari es una empresa filial de CGE que se dedica a la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la región de Arica y Parinacota, específicamente en las comunas de Arica y Camarones. Ésta es una sociedad subsidiaria de CGE. A diciembre de 2017, la sociedad abastecía de electricidad a 72.860 clientes, a quienes suministró 310 GWh.

Durante 2017, los ingresos se compusieron en un 92,2% de distribución de energía, mientras que el 7,8% restante corresponde a prestaciones de servicios eléctricos. Al 31 de marzo de 2018, sus ingresos por venta fueron de CLP \$7.523 millones, con un margen EBITDA de 16,1%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han disminuido un 13,7% y el margen EBITDA ha experimentado una mejora desde un 13,9% en marzo de 2017 a un 16,1% en marzo de 2018.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2027 positivo de 2,6%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 14,4% para el período 2018 – 2027, con un CAGR de 2,9%.

- **Empresa Eléctrica de Iquique S.A.**

Eliqsa es una empresa filial de CGE que se dedica a la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la Región de Tarapacá, en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huará y Alto Hospicio, entre otras. 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. A diciembre de 2017, la sociedad abastecía de electricidad a 101.098 clientes, a quienes suministró 484 GWh.



ANEXO IV

Durante 2017, los ingresos estuvieron compuestos en un 91,8% de distribución de energía, mientras que el 8,2% restante corresponde a prestaciones de servicios. Los ingresos registrados a diciembre 2017 son un 6,7% superior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo una mejora pasando de 11,2% registrado en diciembre de 2016 frente al 15,3% registrado en diciembre de 2017.

Al 31 de marzo de 2018, sus ingresos por venta fueron de CLP \$13.145 millones, con un margen EBITDA de 13,2%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han caído un 10,3% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 17,4% en marzo de 2017 a un 13,2% en marzo de 2018.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2027 positivo de 3,1%. En cuanto al margen EBITDA, se proyecta en promedio un 16,3% para el período 2018 – 2027, con un CAGR de 3,8%.

- **Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.**

Es una sociedad filial de CGE, que 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. 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. A diciembre de 2017, la sociedad abasteció de electricidad a 180.214 clientes, a quienes suministró 921 GWh.

Durante 2017, los ingresos se compusieron en un 93,2% de venta de energía, mientras que el 6,8% restante corresponde a prestaciones de servicio. Los ingresos registrados a diciembre 2017 son un 5,5% superior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 8,6% registrado en diciembre de 2016 frente al 7,6% registrado en 2017.

Al 31 de marzo de 2018, sus ingresos por venta fueron de CLP \$22.424 millones, con un margen EBITDA de 8,9%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han caído un 6,6% y el margen EBITDA ha experimentado un incremento desde un 7,1% en marzo de 2017 a un 8,9% en marzo de 2018.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2032 positivo de 3,9%. En cuanto al margen EBITDA, se proyecta en promedio un 12,8% para el período 2018 – 2032, con un CAGR de 8,0%.



ANEXO IV

- **Transformadores Tusan S.A.**

Es uno de los principales fabricantes de transformadores eléctricos en Chile. Esta sociedad diseña, produce y comercializa transformadores eléctricos. Además, ofrece subestaciones unitarias de tipo pad-mounted, encapsuladas y transportables. Igualmente, proporciona asesoría y servicios a terceros en el área de la ingeniería eléctrica de potencia, incluyendo también, mantención, reparación, transporte y montaje de transformadores.

Los ingresos registrados a diciembre de 2017 son un 18,1% inferior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo una mejora pasando de 6,2% registrado en diciembre de 2016 frente al 9,3% registrado en 2017.

Al 31 de marzo de 2018, sus ingresos por venta fueron de CLP \$1.729 millones, con un margen EBITDA negativo de 2,5%. Respecto al mismo período del año anterior, los ingresos han disminuido un 42,3% y el margen EBITDA ha experimentado una disminución desde un 6,2% en marzo de 2017 a un -2,5% en marzo de 2018.

Sus ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2018 – 2022 positivo de 8,0%. En cuanto al margen EBITDA, se proyecta en promedio un 12,7% para el período 2018 – 2022, con un CAGR de 18,2%.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las sociedades de operación valoradas por Flujo de Caja Descontado:

Resumen Valoración (MM CLP)		
Empresas	Enterprise Value	Equity Value
CGE	2.226.287	1.637.890
Transemel	63.382	37.445
Edelmag	138.741	117.348
Emelari	60.029	61.568
Eliqsa	127.768	121.161
Elecda	169.709	109.684
Tusan	18.301	18.125



ANEXO IV

Sociedades valoradas según método de Valor Patrimonial Ajustado (VPA)

- **CGE Magallanes S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. La principal inversión de CGE Magallanes S.A. corresponde a una participación del 55,11% en EDELMAG, correspondiendo el resto de sus activos a participaciones residuales menores en otras empresas del Grupo CGE.

- **CGE Argentina S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. CGE Argentina mantiene inversiones en varias empresas del grupo, siendo las principales AGUA NEGRA con un 98,08%, NORELEC con 50,00%, EDET con 19,50% y LAH con un 1,97%.

- **Norelec S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. NORELEC mantiene inversiones en EDET (61,00%), ECOS (99,90%), DIMATER (50,00%) y NOANET (95,00%).

- **Agua Negra S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. Agua Negra mantiene inversiones en dos sociedades en Argentina, Energía San Juan con un 99,99% y LAH con un 98,04%.

- **Compañía Eléctrica de Inversiones S.A (CEI S.A.).**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. CEI S.A. mantiene inversiones en EJESA (60,00%), EJSERSA (60,00%), DIMATER (50,00%) y NOANET (5,00%).

A continuación, se presenta un cuadro resumen de las compañías de inversión valoradas con el método de Valor Patrimonial Ajustado (VPA):

Empresas	País de operación	Equity Value (MM CLP)
CGE Magallanes	Chile	65.147
CGE Argentina	Argentina	56.834
Norelec	Argentina	70.250
Agua Negra	Argentina	18.609
CEI	Argentina	13.951



ANEXO IV

Sociedades valoradas con el método de Múltiplos Comparables

- **Comercial y Logística S.A.**

Esta sociedad provee de servicios logísticos y abastecimiento de materiales eléctricos y de retail a las empresas parte del Grupo CGE. El valor razonable de esta compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando el promedio entre los múltiplos Enterprise Value/Sales (0,5x) y Enterprise Value/Ebitda (11,1x), para determinar su Equity Value.

- **Novanet S.A.**

Es subsidiaria directa de CGE, cuyo objeto social corresponde a la comercialización de productos y servicios, y prestación de servicios de comunicación y contact center, no obstante en la actualidad no posee actividad comercial, quedando una actividad residual por recepción de comisiones de seguros vendidos en períodos anteriores. El valor razonable del Equity Value de esta compañía se consideró en línea al valor libro del patrimonio, lo cual es equivalente a un múltiplo Price/Book Value (1,0x).

- **Sociedad de Computación Binaria S.A.**

Esta sociedad provee servicios de tecnologías de información (TIC) al Grupo CGE, por medio de servicios comunicacionales, de informática e infraestructura, desarrollo de sistemas y soluciones web, diseño de portales de internet, soporte y mantención de plataforma y brindando asesoría para la implementación de soluciones móviles y logísticas. El valor razonable de esta compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando un ratio de EV/Sales de 1,1x.

- **Inversiones y Gestión S.A.**

Es subsidiaria directa de CGE dedicada a la gestión de la infraestructura inmobiliaria en las zonas donde operan servicios de CGE. El valor razonable del Equity Value de esta compañía se consideró en línea al valor libro del patrimonio, lo cual es equivalente a un múltiplo Price/Book Value (1,0x).

A continuación se presenta un cuadro resumen de las sociedades de operación valoradas por múltiplos comparables:

Empresas	País	Equity Value (MM CLP)
CLG	Chile	13.316
Binaria	Chile	34.746
Novanet	Chile	2.209
IGSA	Chile	65.619



ANEXO IV

(8) 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 de la línea de negocio preponderante. A continuación presentamos un detalle de las tasas consideradas.

Cálculo WACC	Moneda	Tasa de descuento
CGE - Distrib. y Trans. Eléctrica	Nominal, CLP	8,36%
Distribución Eléctrica - Chile	Nominal, CLP	8,46%
Transmisión Eléctrica - Chile	Nominal, CLP	8,19%
Otras - Chile	Nominal, CLP	10,15%

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 CGE, el que 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;
- (d) Cambios regulatorios no considerados en nuestro análisis;
- (e) Ciertos supuestos de márgenes operacionales, que de no cumplirse, afectarían los resultados de la valoración.



ANEXO IV

(9) Hechos posteriores considerados en la valoración

Según la información disponible otorgada por la Administración, CGE junto con algunas de sus filiales han repartido dividendos, lo cual hemos ajustado en nuestra valoración.

(10) Valoración

De acuerdo a nuestras estimaciones, el valor razonable del patrimonio de CGE es CLP1.637.890 millones.

En el caso de Emelari, el valor razonable de su patrimonio es de CLP61.568 millones, en el caso de Eliqsa, el valor razonable de su patrimonio es de CLP121.161 millones, y en el caso de Elecda, el valor razonable de su patrimonio es de CLP109.684 millones.

(11) Relación de Valores

Según las estimaciones, por cada acción de Emelari habría que emitir 0,4031 acciones de CGE, por cada acción de Eliqsa habría que emitir 0,8065 acciones de CGE, y por cada acción de Elecda habría que emitir 0,7387 acciones de CGE, lo que de manera consolidada implica la emisión de 31.001.032 nuevas acciones (1,531% de la nueva compañía). Este monto considera el redondeo hacia el entero superior para la estimación del número de acciones a recibir por cada accionista minoritario. Adicionalmente, y por eventuales compras de acciones antes del momento de materializar la transacción, podría variar la cifra final.

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

	Compañía General de Electricidad S.A.	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Equity Value (MM CLP)	1.637.890	61.568	121.161	109.684
Número de Acciones	1.994.506.782	185.994.529	182.932.687	180.804.998
Precio por acción (CLP)	821,2005	331,0187	662,3253	606,6418
Relación de Canje		(Acciones de CGE por cada acción de Emelari) 0,4031x	(Acciones de CGE por cada acción de Eliqsa) 0,8065x	(Acciones de CGE por cada acción de Elecda) 0,7387x



ANEXO IV

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

<u>Compañía General de Electricidad S.A.</u>		
	Número de acciones	% Participación
Accionistas Mayoritarios		
CGE y otros	1.994.506.782	98,469%
Minoritarios desde Emelari	4.379.645	0,216%
Minoritarios desde Eliqsa	16.843.137	0,832%
Minoritarios desde Elecda	9.778.250	0,483%
Total de acciones	2.025.507.814	

(12) **Objetivos, Alcances y limitaciones del trabajo realizado**

(a) **Objetivo y Alcance**

El trabajo consistió en la determinación de la ecuación de canje accionario al 31 de marzo de 2018 (Fecha de Valoración) para la fusión de las sociedades:

- (i) CGE
- (ii) Emelari
- (iii) Eliqsa
- (iv) Elecda

Dada la naturaleza de los elementos que se valoran en una firma, no existe un método universal que le proporcione un valor irrefutable a una compañía al momento de valorar. Esto ocurre porque los elementos no solo son de carácter material y objetivo, sino que involucran la capacidad de gestión de ciertas personas y las características y evoluciones del mercado. Por el contrario, sí que existen fórmulas aceptadas como útiles para establecer parámetros de razonabilidad del valor.

Mi trabajo estuvo basado, fundamentalmente, en información histórica proporcionada y entrevistas con la Administración de Emelari, Eliqsa, Elecda y CGE.

Considero conveniente destacar que en 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, hubo una continua comunicación con las administraciones de CGE, Emelari, Eliqsa y Elecda, estableciéndose un flujo de información, tanto pública como privada, hacia el Perito que suscribe. Dicha información ha sido revisada por mi parte, interpretada y en base a ella he podido hacerme una opinión respecto al valor de las compañías, la relación de canje, y los estados de situación proforma de la fusión, todo ello de acuerdo a lo requerido por el Artículo N°156, del Reglamento de Sociedades Anónimas.



ANEXO IV

(b) Limitaciones

No asumo 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 se emitirá opinión respecto a los valores utilizados.

Este 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 mis servicios incluyen el análisis de la información financiera y de los registros contables de las sociedades, los procedimientos acordados con el cliente no constituyeron la realización de una auditoría completa de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas.

No he sometido la información contenida en mi informe a procedimientos de verificación. Por tanto, este trabajo no tiene por objeto la emisión de un informe de auditoría sobre los estados financieros o cualquier otra información financiera de las sociedades puesta a mi disposición.

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