



---

Memoria Anual  
**2019**



### **Acerca de esta Memoria**

En conformidad con lo establecido en los estatutos sociales, presentamos a los accionistas la Memoria Anual de la Compañía General de Electricidad S.A. correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2019.

Esta Memoria se realizó siguiendo los lineamientos de Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero.

### **Comisión para el Mercado Financiero**

La Comisión del Mercado Financiero (CMF) es un servicio público descentralizado, de carácter técnico, dotado de personalidad jurídica y patrimonio propio, que se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Hacienda. En esta Memoria aludimos a la Comisión para el Mercado Financiero.

### **Estados Financieros Completos**

Se encuentran disponibles para revisar en el siguiente link:  
[CGE S.A à https://www.cge.cl/wp-content/uploads/2020/03/Memoria-CGE-2019.pdf](https://www.cge.cl/wp-content/uploads/2020/03/Memoria-CGE-2019.pdf)

Además, puedes revisarlos en el código QR que se encuentra en la última tapa de esta memoria.

Foto de Portada:  
Antofagasta, Chile



Memoria Anual  
**2019**





## Contenido

Carta del Presidente	4	<b>Informe a los accionistas</b>	26
La Compañía	8	Hechos destacados de 2019	28
		Ámbito de negocios	32
<b>Gobierno Corporativo</b>	10	Marco regulatorio	36
Directorio y ejecutivos principales	13	Tarifas de suministro	37
Organigrama	15	Gestión regulatoria	41
Personas, organización y cultura	16	Marcha de la Compañía	46
Reseña histórica	18	Política y plan de inversión	48
Marco ético y <i>compliance</i>	22	Política y principales actividades de financiamiento	49
Hechos Esenciales o Relevantes	24	Factores de riesgo	51
		Propiedad y control de la Compañía	59



<b>Principales negocios de CGE</b>	<b>62</b>	<b>Estados Financieros</b>	<b>70</b>	<b>Información de Compañías</b>	
Malla CGE	<b>64</b>	<b>Consolidados</b>	<b>70</b>	<b>Subsidiarias y Asociadas</b>	<b>82</b>
Actividad de distribución eléctrica	<b>66</b>	Informe Auditores Independientes	<b>72</b>	Otros antecedentes	
Edelmag	<b>66</b>	Estado Consolidado de Situación		de compañías subsidiarias	
Energía San Juan	<b>67</b>	Financiera Clasificado	<b>74</b>	y asociadas	<b>84</b>
Actividad de servicios	<b>68</b>	Estado Consolidado		Detalle de propiedades de CGE	<b>99</b>
Tusan	<b>68</b>	de Resultados por Función	<b>76</b>	<b>Declaración</b>	
		Estado Consolidado		<b>de responsabilidad</b>	<b>107</b>
		de Resultados Integral	<b>77</b>		
		Estado Consolidado			
		de Cambios en el Patrimonio	<b>78</b>		
		Estado de Flujo de Efectivo	<b>80</b>		

# Carta del Presidente

## Estimados Señores Accionistas:

---

A nombre del Directorio de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), me es grato presentarles nuestra Memoria para el período 2019.

El 2019 fue un año desafiante. En múltiples ocasiones nos vimos enfrentados a situaciones que pusieron a prueba nuestra forma de proceder como empresa, desde acontecimientos naturales sin precedentes - como tornados que afectaron a las ciudades de Concepción, Talcahuano y Los Ángeles en la Región del Biobío- modificaciones en la legislación vigente e incluso transformaciones sociales que remecieron a todo el país.

Fue en este contexto en el que tuvimos que navegar, y saber estar a la altura de lo que nuestros clientes y colaboradores esperaban, escuchando y atendiendo sus necesidades, para dar como siempre un servicio continuo y de calidad.

Hoy las empresas nos movemos en un contexto completamente distinto al de hace algunos años, con importantes cambios desde el punto de vista productivo y social. A esta nueva realidad, debemos sumar los efectos del cambio climático, en particular en países extremos como Chile.

En términos económicos, este año fue extremadamente volátil y, por lo tanto, retador para la mayoría de las economías del mundo, las cuales sufrieron los efectos de las tensiones comerciales que protagonizaron China y Estados Unidos, durante gran parte del año, pero que finalmente acercaron posiciones.

En Chile, el Producto Interno Bruto (PIB) cerró con una variación estimada de 1,1%, lo que estuvo muy por debajo de las proyecciones iniciales y del 4% registrado en 2018. Lo anterior se explicó principalmente por la situación internacional y las consecuencias macroeconómicas que tuvo la contingencia social evidenciada en el país a partir del 18 de octubre.

Sin duda, este fue uno de los momentos más críticos de este 2019, y llevó a la autoridad a implementar un paquete de medidas económicas que también impactó al sector en que CGE se desempeña: la Distribución Eléctrica.

Es así como a fines del año pasado fueron publicadas la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución -mediante la cual se rebajó la tasa de descuento empleada para la determinación de las tarifas de distribución, se modificó el proceso tarifario y se congeló la componente de distribución de las tarifas finales hasta el término de su vigencia- y la Ley N° 21.185, que creó un mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes.

En paralelo y a raíz de los acontecimientos acaecidos a partir del 18 de octubre, fuimos afectados por actos vandálicos que provocaron daños en 9 oficinas comerciales y en una de nuestras subestaciones en la Región de Atacama. En este escenario, la primera preocupación siempre fueron nuestros colaboradores. Para ello se generó un paquete de medidas cuyo objetivo fue facilitar la vida e integridad de éstos, poniendo a su disposición una serie de alternativas de transporte hacia y desde su lugar de trabajo; alternativas de teletrabajo para aquellos imposibilitados de llegar a nuestras oficinas, horarios flexibles y la posibilidad de trabajar desde la oficina más cercana a sus hogares. Lo anterior, siempre en coordinación con las necesidades del negocio, con el objetivo de asegurar la operación y dar continuidad de servicio.

El trabajo de los equipos de CGE y de sus empresas colaboradoras, en circunstancias a veces muy difíciles, permitió mantener el suministro a nuestros tres millones de clientes dentro de niveles de práctica normalidad.

## CGE y el compromiso con sus clientes

Comprometidos con nuestros clientes, uno de los focos de nuestro trabajo en terreno fue potenciar la comunicación con nuestras comunidades. Para ello, durante 2019,

tuvimos más de 800 reuniones con diferentes juntas de vecinos y comunidades de nuestras zonas de concesión, encuentros en los que participaron cerca de 17.000 vecinos.

Junto con lo anterior, llevamos a cabo 1.518 reuniones con autoridades nacionales, regionales y comunales, tratando principalmente la coordinación ante contingencias, mejoras en la calidad de servicio, entrega de generadores, agilización de proyectos de electrificación rural y atención de pacientes electrodependientes.

En relación a este último punto, CGE mantiene un compromiso permanente con este grupo de clientes y sus familias, adecuando sus protocolos para brindar el mejor servicio posible dentro del marco regulatorio vigente, junto con una atención preferente y soluciones efectivas ante contingencias.

En este contexto, atendimos a cerca de 3.900 pacientes electrodependientes en momentos de contingencia. Esta acción fue reforzada con la entrega de generadores de respaldo a cerca de 1.600 pacientes en las regiones donde CGE está presente, incluyendo una capacitación sobre el uso básico de estos equipos. Para 2020 esperamos llegar a muchos más.

Nuestros clientes son nuestra gran preocupación. Sabemos que, para empresas como las nuestras, que están presentes a lo largo del territorio nacional, entregando a la ciudadanía un servicio del cual dependemos cada día más, es fundamental generar lazos de confianza y canales de comunicación. Esta tarea requiere de un trabajo constante y meticuloso, que implica conectarse con los requerimientos particulares de cada una de las zonas en las cuales operamos, cuestión en la que volveremos a enfocarnos durante el 2020.

### Continuidad operacional y SAIDI

Durante el año 2018 instauramos en nuestra empresa un nuevo modelo operativo, pensado para responder



adecuadamente a los cambios e imprevistos del entorno y la comunidad. En 2019 este modelo fue puesto a prueba con éxito, permitiéndonos revisar nuestros procesos y adecuándolos a la realidad vivida en terreno, siempre en la búsqueda de cumplir con tres pilares claves: crecimiento, calidad y seguridad.

Una de nuestras preocupaciones hacia los clientes es la disminución de las interrupciones del suministro eléctrico y la mejora del indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index), indicador internacional que mide la duración de interrupciones que experimenta un cliente durante un período de tiempo.

En este contexto, durante 2019, el SAIDI de CGE se vio afectado especialmente por las contingencias climáticas que afectaron a amplias zonas del país, algunas de ellas sin precedentes.

Aquí me quiero detener un minuto y felicitar nuevamente a los colaboradores y contratistas que participaron en los trabajos de reposición del suministro eléctrico tras el tornado y las trombas marinas que afectaron a Los Ángeles, Talcahuano y Concepción. Estos fenómenos dañaron gravemente la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica en dichas zonas. Gracias al trabajo dedicado de nuestros colaboradores, más del 90% de los clientes afectados por los cortes de suministro eléctrico asociados a estas contingencias recuperaron la energía en tiempo récord. Esto fue reconocido por las autoridades locales, regionales y nacionales, los que agradecieron la pronta respuesta de la Compañía.

Eventos como estos muestran que la resiliencia de las redes eléctricas tiene un rol protagónico, ya que gran parte de este indicador depende de cuán rápido el sistema eléctrico puede reponerse.

Es por eso que en el esfuerzo por mejorar el SAIDI, es bueno reconocer las variables que lo determinan: la ubicación, la infraestructura y los recursos disponibles para recuperación y construcción en terreno.

En CGE estamos comprometidos en continuar avanzando en mejorar los indicadores de interrupción de suministro, pero es importante tener presente que el modelo regulatorio chileno no aborda adecuadamente la realidad que enfrentan las empresas, especialmente en lo relacionado con la gestión de contingencias naturales graves, cada vez más frecuentes, y el manejo de la vegetación próxima a las redes eléctricas, por lo que es necesario su perfeccionamiento.

### Organización interna

En relación a nuestra planificación interna, continuamos enfocados en simplificar la estructura organizacional y de gobierno corporativo; buscamos estandarizar, unificar y optimizar los procesos y sistemas; capturando sinergias y eficiencias en costos y en inversiones de capital, agilizando la organización para poder incluir las mejores prácticas nacionales e internacionales en nuestro país.

Ya quedó atrás la reorganización societaria y hoy somos una sola empresa. Fue un arduo trabajo que implicó la integración de varias empresas distribuidoras y de transmisión, incluyendo la unificación de políticas y de procesos, así como la externalización de funciones y la búsqueda de desarrollar una nueva cultura organizacional común. Pese a lo anterior, durante 2020 deberemos

efectuar una nueva reorganización para dar cumplimiento a la obligación de tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica, establecida en la ya referida Ley Corta de Distribución, publicada en diciembre de 2019.

La eficiencia de la organización también ha estado presente durante el 2019, lo que se tradujo en una disminución en la dotación interna, destacando que en algunos procesos los trabajadores que dejaron nuestra organización pudieron seguir prestando servicios en empresas externas, todos ellos con mejores condiciones de salida a las contempladas en nuestra legislación.

### Resultados financieros

Paso ahora a comentar lo que fue el desempeño financiero de la Compañía. En 2019 registramos un Ebitda consolidado de \$ 250.121 millones.

El EBITDA del negocio eléctrico y servicios en Chile registró un incremento de 39%, (\$66.839 millones) con respecto a 2018, marcando una recuperación de los resultados de la empresa tras un año 2018 marcado por importantes efectos no recurrentes. Lo anterior se explica por una mejora en el resultado operacional, asociado a mayor energía operada en el segmento de distribución, a la actualización e indexación de tarifas, la puesta en servicio de nuevos activos de transmisión; menor impacto de los costos asociados a contingencias climáticas y eventos naturales en comparación con el año 2018 y menores costos de administración asociados a los planes de eficiencias implementados por la empresa.

En el caso de Argentina, el Ebitda presentó un incremento de \$5.395 millones con respecto al año anterior. Esto debido principalmente, a la actualización de tarifas e implementación de planes de eficiencia operativa realizados en el período

En el ejercicio, la utilidad atribuible a los controladores alcanzó a \$87.961 millones en comparación con los \$33.890 millones de 2018. Esta diferencia se explica principalmente por una mejora en el resultado de explotación en Chile y Argentina ya comentado, así como por efectos extraordinarios positivos en el resultado no operacional de 2019 asociados a la venta de Transemel, a un menor cargo por bajas asociados a la renovación de activos por contingencias naturales y otros, menores gastos no operacionales y mayores ingresos por traslado de redes, compensado por los efectos negativos no



recurrentes asociados a la venta de la participación de CGE y CGE Argentina en las empresas eléctricas argentinas de Tucumán y Jujuy, y a mayores impuestos en el período en relación al año anterior debido principalmente al mejor resultado antes de impuestos y a efectos positivos no recurrentes en 2018.

Las inversiones consolidadas de la Compañía ascendieron a \$108.774 millones, focalizadas, principalmente, en crecimiento y mejoras en calidad de suministro. La energía operada en Chile creció en un 1,0% con un aumento de clientes de un 2,5%, alcanzando los 3.002.393; mientras que, en Argentina, el número de clientes alcanzó los 237.288.

### Un desafiante 2020

Visualizamos el 2020 como un año aún más desafiante que el 2019, no sólo para el sector eléctrico, sino que para la economía chilena y mundial. Esto, principalmente, porque que se avizoran cambios que apuntarán a incorporar fuertes medidas que den respuesta a las necesidades que nos plantea el nuevo escenario mundial.

En cuanto al rubro eléctrico chileno, el Poder Ejecutivo ha comprometido presentar al Congreso Nacional, durante el primer trimestre de 2020, un nuevo proyecto de ley con el objeto de modernizar la regulación de la distribución eléctrica, denominado “Ley Larga”. En este sentido, CGE ha manifestado desde hace tiempo que considera necesaria una reforma en profundidad de la actual normativa, por lo que dicho proyecto de ley, constituye una oportunidad para definir un marco que permita el desarrollo de las redes que Chile necesitará para hacer frente, especialmente, a las demandas ciudadanas de calidad de suministro y resiliencia del servicio.

Pero no solo nos enfrentaremos a este desafío regulatorio. En los meses que llevamos de este 2020, hemos visto cómo ha cambiado el panorama mundial a pasos agigantados a causa del COVID19, enfermedad considerada pandemia por la Organización Mundial de la Salud (OMS). Cambios de todo tipo, que han modificado incluso, cosas que estaban arraigadas en nuestra sociedad y que dábamos por sentadas, como el juntarnos en familia, ir a diario a trabajar en el transporte público, la libertad de tomar un avión a cualquier parte y de movernos entre países sin mayores complicaciones. Esta enfermedad nos ha hecho replantearnos todo, incluso la manera en que se entregan los servicios en general, ya

sea la compra en supermercados, bencineras y la atención en oficinas.

En ese contexto y con el objetivo de cuidar la salud y bienestar de nuestros colaboradores y clientes y no exponerlos a potenciales focos de contagio, como primera medida, hemos decidido cerrar temporalmente la atención a público de nuestras 66 oficinas comerciales a lo largo del país. Asimismo, un porcentaje muy alto de colaboradores comenzó a trabajar a distancia desde sus hogares, privilegiando el uso de las herramientas digitales disponibles. Junto a ello, hemos establecido un protocolo que instruye cómo actuar en los casos de viajes al extranjero, presencia de sintomatología, contacto estrecho con casos probables de coronavirus y visitas de personas externas a la compañía procedentes de países con casos confirmados. También se determinó limitar la asistencia a reuniones y actos laborales externos a los estrictamente imprescindibles, así como los viajes nacionales.

Como Compañía, seguimos atentos el desarrollo de esta situación, con el objetivo de apoyar en todo lo que seamos necesarios. Sabemos que el servicio que entregamos es fundamental para nuestros clientes, y más hoy, que gran parte de la población se encuentra refugiada en sus casas, donde la electricidad cumple un rol fundamental en la comunicación digital, principal forma de contacto social.

Estamos abiertos y preparados para los desafíos que nos planteará este 2020. Confiamos en nuestro trabajo, en nuestro poder de adaptación, en nuestros colaboradores - personal comprometido con nuestra Compañía- pero, sobre todo, confiamos en nuestra vocación de servicio, que nos permitirá nunca dejar de lado nuestra mayor preocupación: entregar un servicio de calidad y accesible a todos nuestros clientes.

Juntos enfrentamos un desafiante 2019, por lo que la invitación es a seguir trabajando con el mismo entusiasmo este 2020.



**Antonio Gallart Gabás**  
Presidente

# La Compañía

## Identificación

### Razón social

Compañía General de Electricidad S.A.

### Nombre de fantasía

CGE

### Domicilio legal

Santiago

### Dirección

Av. Presidente Riesco N° 5561,  
Piso 17, Las Condes, Santiago.

### Rol Único Tributario

76.411.321-7

### Tipo de Sociedad

Sociedad anónima abierta

### Código postal

7561127

### Casilla

102-D

### Teléfono

(56-2) 2680 7100

### Fax

(56-2) 2680 7100

### Sitio web

www.cge.cl

### Audidores externos

EY Servicios Profesionales  
de Auditoría y Asesorías SpA.

### Relación con inversionistas

Sr. Sebastián Azócar López.  
Jefe de Planificación Financiera  
Correo: inversionistas@grupocge.cl  
Teléfono: (56-2) 2680 7197

### Inscripción en el Registro de Valores

N° 1.141 de fecha 20 de julio de 2016

### Documentos Constitutivos

Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en la ciudad de Santiago, con fecha 23 de septiembre de 2014, según consta en la escritura pública otorgada en la notaría de esa ciudad de don Eduardo Diez Morello. Un extracto de esta escritura de constitución fue debidamente inscrito a fojas 72.560 N°44.210 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces y Comercio de Santiago correspondiente a 2014 y publicado en el Diario Oficial N°40.971 de 1 de octubre de 2014.

### Objeto Social

El objeto de la Compañía es efectuar toda clase de inversiones, dentro y fuera del país, en bienes corporales o incorporales, muebles e inmuebles, valores mobiliarios, títulos y acciones de sociedades anónimas y en derechos de sociedades de cualquier clase y en especial:

a) Realizar inversiones, directa o indirectamente a través de filiales y coligadas, en la explotación, desarrollo, generación, producción, acumulación, operación, distribución, comercialización, transmisión, transporte, transformación, venta y suministro de energía eléctrica en cualquiera de sus formas y en el suministro de servicios necesarios para dicho objeto.

b) Explotar y administrar sus inversiones, directa o indirectamente a través de filiales y o coligadas, en la explotación, desarrollo, generación, producción, acumulación, operación, distribución, comercialización, transmisión, transporte, transformación, venta y suministro de energía eléctrica y en el suministro de servicios necesario para dicho objeto.

c) Prestar a sus empresas filiales y o coligadas y/o a terceros, servicios y asesorías gerenciales, financieras, comerciales, de planificación, de desarrollo, y de regulación, técnicas, legales, de auditoría, contabilidad, de ingeniería, diseño y construcción de obras eléctricas y civiles y, en general, servicios y asesorías que sean necesarios para su mejor cometido.

d) Invertir, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, en la adquisición, explotación, construcción, fabricación, reparación, instalación, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, relacionados con el objeto social.

e) Invertir en toda clase de instrumentos financieros, títulos de crédito, bonos, efectos de comercio y valores mobiliarios negociables y aportes a sociedades.

### Duración de la Compañía

Indefinida.

## Principales cifras

<b>Estado de Resultados</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>% Variación 2019/2018</b>
(MM\$)			
Ingresos <sup>(1)</sup>	1.800.760	1.673.907	7,6%
Resultado de Explotación <sup>(2)</sup>	169.139	107.151	57,9%
Ebitda	250.121	177.887	40,6%
Ganancia neta de la controladora	87.961	33.890	159,6%
<b>Cifras como % de los Ingresos <sup>(1)</sup></b>			
Ganancia Bruta	16,62%	14,65%	13,5%
Margen Ebitda	13,89%	10,63%	30,7%
Ganancia Neta de la controladora	4,88%	2,02%	141,3%

(1) Incluye otros ingresos por función.

(2) Resultado de Explotación = Ebitda menos depreciación y amortización.

<b>Balance</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>% Variación 2019/2018</b>
(MM\$)			
Total Activos	3.742.911	3.586.934	4,3%
Total Pasivos	1.922.387	1.742.870	10,3%
Total Patrimonio	1.820.523	1.844.065	-1,3%
Total deuda financiera	1.239.519	1.281.933	-3,3%
Rentabilidad Patrimonio <sup>(1)</sup>	4,95%	1,88%	-
Deuda financiera neta/ Patrimonio	65,00%	69,26%	-6,1%
Precio cierre de la acción al 31.12.2019 / 31.12.2018	528,93	510,00	3,7%

(1) Ganancia o pérdida atribuible a los propietarios de la controladora / patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

<b>Negocio</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>% Variación 2019/2018</b>
<b>Chile</b>			
Número de clientes	3.002.393	2.927.806	2,55%
Total de ventas físicas GWh	11.474	12.220	-6,10%
<b>Argentina<sup>(1)</sup></b>			
Número de clientes	237.288	232.681	1,98%
Total de ventas físicas GWh	1.598	1.628	-1,89%

(1) Con fecha 30 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de su propiedad accionaria en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA). Por lo tanto, en ambos años solo se consideran los datos asociados a Energía San Juan.



CGE Memoria Anual 2019

# Gobierno Corporativo

---



Directorio y ejecutivos principales	13
Organigrama	15
Personas, organización y cultura	16
Reseña histórica	18
Marco ético y <i>compliance</i>	22
Hechos Esenciales o Relevantes	24

CGE está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) y regulada por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores.

---

## Órganos de Gobierno

La Compañía es administrada por un Directorio integrado por cinco miembros reelegibles, que podrán ser o no accionistas. El Directorio dura un período de tres años, al final del cual debe renovarse totalmente. Este se reúne en forma mensual con el grupo ejecutivo para evaluar y decidir el desarrollo de la Compañía en las distintas materias relevantes para la Entidad. Para mayor detalle de las prácticas de Gobierno Corporativo revisar en nuestra web corporativa [www.cge.cl](http://www.cge.cl).

### **Junta Ordinaria de Accionista 2019**

---

La última Junta Ordinaria de Accionistas se celebró con fecha 17 de abril de 2019, con un quórum de asistencia del 96,43% (1.947.875.940) de las acciones emitidas con derecho a voto.

# Directorio y ejecutivos principales

## Directorio

A continuación se detalla la composición del Directorio para el período.



**Presidente**  
**Sr. Antonio Gallart Gabás**  
RUT: 24.961.865-9  
Ingeniero Industrial  
Fecha nombramiento:  
17 de abril de 2019



**Vicepresidente**  
**Sr. Carlos J. Álvarez Fernández**  
RUT: 48.182.583-0  
Economista  
Fecha nombramiento:  
17 de abril de 2019



**Directora**  
**Sra. Rita Ruiz de Alda  
Iparraguirre**  
RUT: 48.208.865-1  
Licenciada en Economía  
Fecha nombramiento:  
17 de abril de 2019



**Directora**  
**Sra. María del Valle  
Higuera Rabadan**  
RUT: 48.208.866-K  
Ingeniero Industrial  
Fecha nombramiento:  
17 de abril de 2019



**Director**  
**Sr. Luis Zarauza Quirós**  
RUT: 26.088.666-5  
Ingeniero  
Fecha nombramiento:  
17 de abril de 2019

**Directores que ejercieron en el cargo durante los últimos dos años:**

RUT	Nombre	Cargo	Nacionalidad	Profesión	Fecha nombramiento	Fecha término
24.961.865-9	Sr. Antonio Gallart Gabás	Presidente	Español	Ingeniero Industrial	17-04-19	
24.961.865-9	Sr. Antonio Gallart Gabás	Presidente	Español	Ingeniero Industrial	02-12-16	18-04-17
48.182.583-0	Sr. Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente	Español	Economista	17-04-19	
48.182.583-0	Sr. Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente	Español	Economista	02-12-16	18-04-17
26.088.666-5	Sr. Luis Zaruza Quirós	Director	Español	Ingeniero	17-04-19	
48.208.865-1	Sra. Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Directora	Española	Licenciada en Economía	17-04-19	
48.208.866-K	Sra. María del Valle Higuera Rabadan	Directora	Española	Ingeniero Industrial	17-04-19	
7.024.596-5	Sr. Eduardo Rafael Morandé Montt	Director	Chileno	Ingeniero Comercial	18-04-17	25-09-18
48.182.579-2	Sr. Manuel García Cobaleda	Director	Español	Abogado	18-04-17	25-09-18
25.394.704-7	Sr. José Enrique Auffray García	Director	Español	Economista	18-04-17	23-05-18
7.024.596-5	Sr. Eduardo Rafael Morandé Montt	Director	Chileno	Ingeniero Comercial	09-08-16	18-04-17
25.394.704-7	Sr. José Enrique Auffray García	Director	Español	Economista	09-08-16	18-04-17
48.182.579-2	Sr. Manuel García Cobaleda	Director	Español	Abogado	02-12-16	18-04-17

**Ejecutivos principales****Gerente General****Sr. Iván Quezada Escobar**

RUT: 10.051.615-2

Ingeniero Civil Eléctrico

Fecha desde que desempeña el cargo:

30 de junio de 2018

**Director de Recursos****Sr. Francisco Javier Aguilera Rebollo**

RUT: 26.207.897-3

Ingeniero de Minas

Fecha desde que desempeña el cargo:

27 de agosto de 2018

**Director Servicios Compartidos <sup>(1)</sup>****Sr. Tomás Morales Jaureguiberry**

RUT: 7.106.266-K

Ingeniero Forestal

Fecha desde que desempeña el cargo:

1 de junio de 2019

**Director Regulación****Sr. Francisco Sánchez Hormazábal**

RUT: 10.768.919-2

Ingeniero Civil de Industrias

Fecha desde que desempeña el cargo:

27 de agosto de 2018

**Director de Servicios Jurídicos y Compliance****Sr. Rafael Salas Cox**

RUT: 9.609.399-3

Abogado

Fecha desde que desempeña el cargo:

9 de agosto de 2016

**Director Administración y Seguimiento Operativo****Sr. Gonzalo Soto Serdio**

RUT: 10.033.471-2

Ingeniero Civil Industrial

Fecha desde que desempeña el cargo:

27 de agosto de 2018

**Gerente Finanzas <sup>(2)</sup>****Sr. Pablo Tomás Sánchez Univazo**

RUT: 15.475.827-5

Ingeniero Civil de Industrias

Fecha desde que desempeña el cargo:

1 de abril de 2019

(1) Con anterioridad al Sr. Morales, el cargo fue ocupado por el Sr. Rafael Blesa Martínez entre el 27 de agosto de 2018 y el 1 de junio de 2019.

(2) Con anterioridad al Sr. Sánchez, el cargo fue ocupado por el Sr. Gonzalo Ojeda Peñaloza entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de marzo de 2019.

**Otros ejecutivos principales que se desempeñaron durante parte de 2019 y que al 31 de diciembre habían cesado en su cargo:**

Sra. Loreto Rivera se desempeñó como Gerente de Comunicaciones y Asuntos Corporativos desde el 1 de enero al 18 de octubre de 2019.

Sr. Pablo Silva Oro ocupó el cargo de Gerente de Servicios Jurídicos Gobierno Corporativo y Compliance desde el 1 de enero de 2019 al 30 de abril de 2019

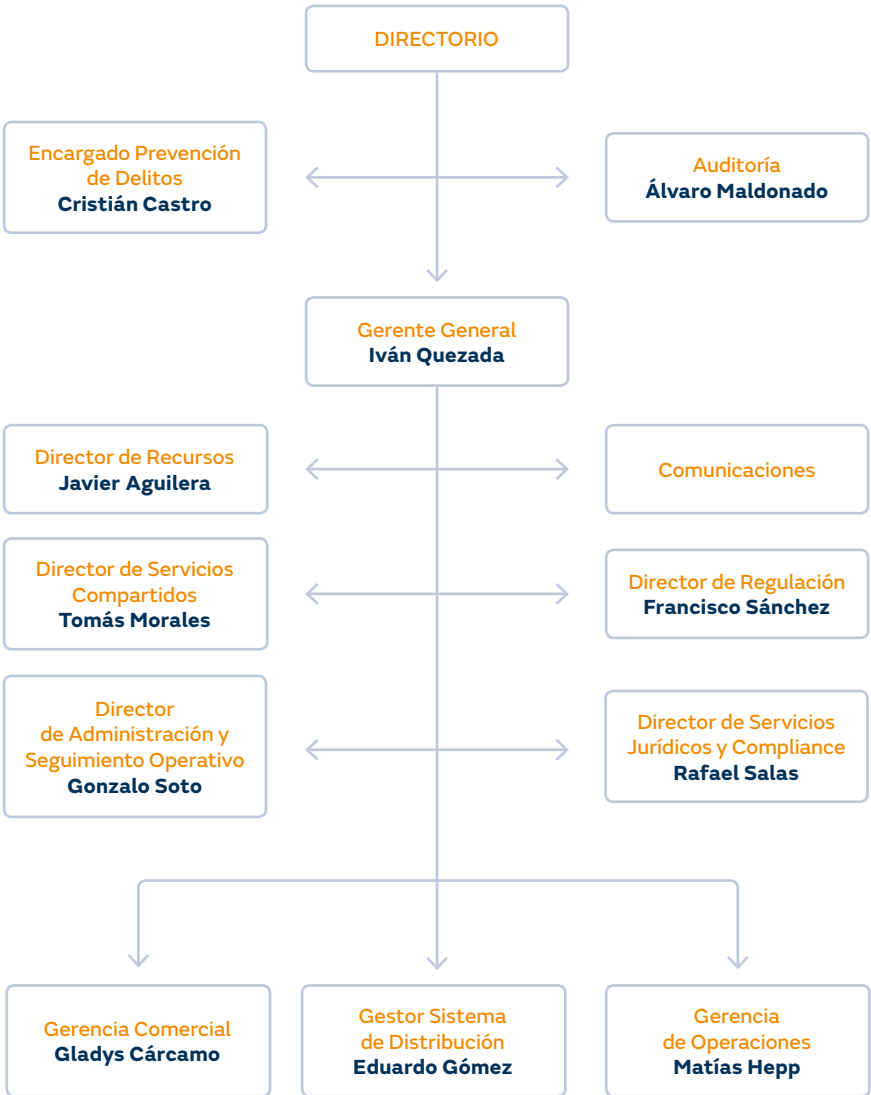
Sr. José Marcelo Jacard Besoain se desempeñó como Subdirector de Contabilidad y Fiscalidad entre el 1 de enero de 2019 al 30 de agosto de 2019.



# Organigrama

El equipo ejecutivo se detalla en el siguiente esquema:

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



# Personas, organización y cultura

## Dotación en la Organización

Al 31 de diciembre de 2019

Categoría	Dotación
Gerentes y ejecutivos principales	7
Otros gerentes	42
Profesionales y técnicos	543
Trabajadores	530
<b>Total general</b>	<b>1.122</b>

## Remuneración Gerentes y Ejecutivos Principales<sup>(1)</sup>

### Año 2019

Las remuneraciones percibidas por los ejecutivos principales de CGE, durante el ejercicio 2019, ascendieron a \$3.442.062 miles, de los cuales \$ 3.154.434 miles correspondieron a remuneración fija, \$20.230 miles a beneficios a corto plazo y \$267.398 miles a beneficios por terminación.

### Año 2018

Las remuneraciones percibidas por los ejecutivos principales de CGE, durante el ejercicio 2018, ascendieron a \$4.242.302 miles, de los cuales \$4.186.151 miles correspondieron a remuneración fija, \$23.064 miles a beneficios a corto plazo y \$33.087 miles a beneficios por terminación.

**La Compañía no cuenta con planes de compensación o beneficios especiales dirigidos a sus ejecutivos principales.**

(1) Los montos consideran solo a ejecutivos principales y no subgerentes.

## Diversidad en la Organización

		Directores	Ejecutivos Principales	Trabajadores
Género	Hombre	3	7	875
	Mujer	2	0	240
	<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>1.115</b>
Nacionalidad	Chilenos	0	6	1.101
	Extranjeros	5	1	14
	<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>1.115</b>
Rango de Edad	Menos de 30 años	0	0	48
	Entre 30 y 40 años	1	1	362
	Entre 41 y 50 años	1	1	390
	Entre 51 y 60 años	3	5	266
	Entre 61 y 70 años	0	0	47
	Más de 70 años	0	0	2
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>1.115</b>	
Antigüedad	Menos de 3 años	0	1	84
	Entre 3 y 6 años	5	0	160
	Entre 6 y 9 años	0	2	220
	Entre 9 y 12 años	0	2	204
	Más de 12 años	0	2	447
	<b>Total</b>	<b>5<sup>(1)</sup></b>	<b>7</b>	<b>1.115</b>

(1) La antigüedad se considera desde la fecha de nombramiento como Director.

(2) Dotación considera información individual de CGE S.A.

(3) Dotación no considera a los directores, quienes no son contratados por CGE S.A.

## Brecha salarial por género<sup>(1)</sup>

	Gerentes	Trabajadores
% Brecha Salarial	N/A	86,86%

(1) Es la proporción que representa el sueldo bruto base promedio, por tipo de cargo, responsabilidad y función desempeñada de las ejecutivas y trabajadoras respecto de los ejecutivos y trabajadores.



## Cultura Organizacional

Durante los últimos años hemos vivido un proceso de transformación importante, con cambios que nos llevan por el camino que confiamos nos permitirá construir una mejor CGE para nuestros clientes, accionistas y nuestros trabajadores.

En el año 2019 trabajamos en la consolidación de un nuevo Modelo de Gestión Territorial, el cual implicó cambios en la estructura y en las formas de trabajo y, por otro lado, nos esforzamos para hacer de CGE un mejor lugar para trabajar, impulsando nuevos **beneficios**, de distinta naturaleza, para nuestros colaboradores.

Destacamos los relacionados a **Flexibilidad y Familia**, los que buscan facilitar y fomentar la conciliación entre vida laboral y personal de los trabajadores. En esta línea, este año se implementó el regreso paulatino del post natal maternal y se extendió el post natal paterno, además de otras iniciativas.

Adicionalmente, en **Desarrollo y Liderazgo** implementamos una plataforma para potenciar la formación a distancia e implementamos el primer programa destinado a fortalecer el liderazgo femenino dentro de la Compañía, el cual fue diseñado en conjunto con el ESE de la Universidad de Los Andes.

En el plano de las relaciones laborales, continuamos trabajando

en unificar los criterios para la interrelación con las organizaciones sindicales y potenciar relaciones de cercanía y confianza.

## Formación

Con el objetivo de desarrollar el modelo de liderazgo, las competencias técnicas de los distintos equipos de trabajo y, sobre todo, apoyar la implementación del nuevo Modelo de Gestión Territorial, se llevaron a cabo más de 13.166 horas de capacitación con un promedio de nueve horas por colaborador, siendo principalmente técnicas. Un 28% se realizó de manera presencial y un 72% se efectuó de forma *online*.

## Reseña histórica

### > 2014

Con fecha 23 de septiembre, CGE se constituye como una sociedad por acciones. En octubre, se incorpora a su propiedad accionaria -en calidad de único accionista- Unión Fenosa Internacional, S.A., integrante del grupo multinacional Gas Natural Fenosa, asumiendo su administración y sustituyendo su razón social por "Gas Natural Fenosa Chile SpA". En el mes de noviembre, la Sociedad ingresa a la propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., tomando su control y el de sus filiales de electricidad, gas y servicios.

La operación se acordó con los entonces accionistas mayoritarios de la Sociedad, Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, materializándose mediante una Oferta Pública de Adquisición de Acciones que fue aceptada por el 96,50% de las acciones emitidas.

### > 2016

En marzo, La Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial GASCO S.A., acordó su división entre sí y una nueva sociedad anónima abierta que se denominó Gas Natural Chile S.A. Dicho proceso se concretó luego de concluir las Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones lanzadas simultáneamente por la Sociedad y por la Familia Pérez Cruz por la totalidad de las acciones que no controlaban en Gas Natural Chile S.A. y en GASCO S.A., respectivamente. De esta forma, CGE se desprendió de la totalidad de su participación directa e indirecta en GASCO S.A. y adquirió el total de acciones que detentaba la Familia Pérez Cruz en la filial Gas Natural Chile S.A., representativas del 37,875% de su capital social. Este porcentaje, sumado al que ya poseía su entonces filial Compañía General de Electricidad S.A., le permitió alcanzar el control del 94,499% de las acciones emitidas por Gas Natural Chile S.A. y con ello, enfocarse en el crecimiento del negocio de distribución de gas natural.

El 1 de junio, la Sociedad aprobó -en Junta Extraordinaria de Accionistas- su transformación en una sociedad anónima abierta, subsistiendo en conformidad a la ley su personalidad jurídica, mediante la reforma de sus estatutos y la fijación de un texto refundido de los mismos, a partir de lo cual pasó a denominarse "Gas Natural Fenosa Chile S.A.". Luego de ello, se inscribió la nueva sociedad y sus acciones en el Registro de Valores y en las Bolsas de Valores del país.

En agosto, la Compañía aprobó -en Junta Extraordinaria de Accionistas- su fusión con su filial Compañía General de Electricidad S.A., mediante la incorporación de esta en aquella, adquiriendo la absorbente todo el activo y pasivo de

la absorbida, la que quedó disuelta, sin necesidad de liquidación, en conformidad a la ley.

En la misma Junta de Accionistas se aprobó sustituir el nombre de la Sociedad por el de la filial absorbida Compañía General de Electricidad S.A. con el propósito de mantener las actividades y los activos que se incorporarían a su patrimonio como efecto de la fusión, plenamente identificados con dicha razón social, ampliamente conocida en el país y en el extranjero.

En octubre, la Compañía aprobó -en Junta Extraordinaria de Accionistas- su división entre sí y una nueva sociedad anónima abierta que se denominó CGE Gas Natural S.A., a la cual se asignaron todos los activos y pasivos relacionados con el negocio del gas natural, permaneciendo en la sociedad continuadora la totalidad de los activos y pasivos asociados al negocio de generación, transporte y distribución de electricidad y de los servicios relacionados a dichas actividades.

En diciembre, la Compañía aprobó -en Junta Extraordinaria de Accionistas- su fusión con la filial Transnet S.A., mediante la incorporación de esta en aquella, adquiriendo la absorbente todo el activo y pasivo de la absorbida, la que quedó disuelta, sin necesidad de liquidación, en conformidad a la ley.

Desde 2016 se integró a la imagen de marca CGE, la mariposa -logo de Gas Natural Fenosa- a fin de hacer visible e imprimir la identidad del grupo, que simboliza la energía, discreta y silenciosa, siempre en movimiento, renovándose y evolucionando.

## > 2017

En el marco del plan de reorganización societaria del grupo CGE iniciado en 2016, el Directorio de CGE acordó, por unanimidad, dar curso a una nueva etapa, tendiente a obtener la unificación en la matriz CGE, de los activos y actividades relacionados con el negocio eléctrico. Para ello, se aprobó –en Junta Extraordinaria de Accionistas– la fusión con sus filiales Emelat Inversiones S.A. y Emel Norte S.A., incorporándose estas últimas en aquella. Dicha fusión se aprobó el 27 de junio de 2017, lo que implicó una simplificación en el Gobierno Corporativo y en la toma de decisiones, la creación de una organización integrada y el desarrollo de políticas de personas para el crecimiento de los colaboradores, la creación de una cultura corporativa única y la centralización de la relación con los *stakeholders*, entre otros fines. A raíz de lo anterior, se incorporó a CGE la totalidad del patrimonio y los accionistas de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., quedando estas últimas disueltas.

Con fecha 30 de noviembre de 2017 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó la fusión por absorción o incorporación de CGE Distribución S.A. (CGE DISTRIBUCIÓN), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE) y Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) a la Sociedad, siendo esta última la que absorbió a CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y EMELAT, adquiriendo todos sus activos y pasivos y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones, produciéndose de pleno derecho la disolución de las sociedades absorbidas sin necesidad de liquidación, todo ello en conformidad a lo establecido en el Título IX, artículo 99 de la Ley 18.046.

## > 2018

En mayo -durante la Junta Extraordinaria de Accionistas- se aprobó la fusión por absorción o incorporación de las filiales Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. en la Sociedad, adquiriendo esta todos sus activos y pasivos y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones, produciéndose de pleno derecho la disolución de las sociedades absorbidas sin necesidad de liquidación, todo ello en conformidad a lo previsto en el Título IX, artículo 99 de la Ley 18.046. Culminada esta etapa del plan de reorganización iniciado el año 2016, la Sociedad pasó a administrar directamente la totalidad de los activos de distribución de energía eléctrica del grupo CGE, ubicados entre las regiones de Arica y Parinacota, por el norte, y de La Araucanía, por el sur, junto con la totalidad de los activos de transmisión de energía ubicados entre dichas regiones, con excepción de aquellos de transmisión nacional cuya explotación se mantiene en poder de la filial Empresa de Transmisión Eléctrica Transsemel S.A.

Finalmente, en noviembre, los directorios de las filiales de servicios Novanet S.A., Comercial & Logística General S.A. e Inversiones y Gestión S.A., declararon respectivamente la disolución de dichas sociedades, sin necesidad de liquidación, a contar del 31 de octubre de 2018, en conformidad a lo preceptuado en el número 2) del artículo 103 de la Ley N°18.046, es decir, por haberse reunido en manos de la Compañía, por un lapso de más de diez días ininterrumpidos, la totalidad de las acciones en que se dividía el capital social de aquellas. Como consecuencia de ello, la Compañía se hizo cargo de todos los activos y pasivos de las disueltas y se constituyó en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones, y se hizo solidariamente responsable de todos los impuestos que adeudaban en esa época o que pudieren adeudar en lo futuro.

## > 2019

El 23 de julio de 2019, en sesión extraordinaria del Directorio de la Sociedad, se aprobó la venta de la participación accionaria de esta en Empresa de Transmisión Eléctrica Transsemel S.A. equivalente a 625.250.733 acciones que representaba el 100% de la misma, desprendiéndose así de todos los activos de transmisión nacional de energía.

En virtud de los acuerdos adoptados por el Directorio en sesión extraordinaria de directorio de fecha 8 de julio de 2019, el día 30 del mismo mes, Compañía General de Electricidad S.A. y su filial CGE Argentina S.A. celebraron un contrato de permuta con la sociedad argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A., en virtud de la cual, la Sociedad y CGE Argentina enajenaron a Cartellone Energía y Concesiones S.A. sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, esto es, en Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A., Empresa Jujéna de Energía S.A. y Empresa Jujéna de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. A su vez, la Sociedad y CGE Argentina S.A. adquirieron participaciones accionarias directas e indirectas que Cartellone Energía y Concesiones S.A. poseía en las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas argentinas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A. que operan en la zona noroeste de Argentina.

En agosto, el Directorio de Sociedad de Computación Binaria S.A. declaró la disolución de esta última sin necesidad de liquidación, a contar del 1 de agosto de 2019, en conformidad a lo preceptuado en el número 2) del artículo 103 de la Ley N°18.046, es decir, por haberse reunido en manos de la Compañía, por un lapso de más de diez días ininterrumpidos, la totalidad de las acciones en que se dividía el capital social de aquella. Como consecuencia de ello, CGE se hizo cargo de todos los activos y pasivos de la disuelta sociedad y se constituyó en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones, y se hizo solidariamente responsable de todos los impuestos que adeudaban en esa época o que pudieren adeudar en lo futuro.

## ➤ Adquisiciones y/o ventas de activos, fusiones y o divisiones (últimos cinco años)

En noviembre de 2014, a través de una oferta pública de adquisición de acciones, Naturgy Inversiones Internacionales, S.A., antes Gas Natural Fenosa Internacional S.A. y originalmente Unión Fenosa Internacional S.A., a través de la sociedad Gas Natural Fenosa Chile SpA -de la cual era única accionista y controladora- ingresó a la propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 90.042.000-5, quedando como controladora de esta última.

En agosto de 2016, a través de una oferta pública de adquisición de acciones, Gas Natural Fenosa Chile S.A., RUT: 76.411.321-7 -antes Gas Natural Fenosa Chile SpA.- ingresó a la propiedad de Gas Natural Chile S.A., sociedad resultante de la división de la sociedad GASCO S.A., la que tuvo lugar el 30 de marzo de 2016. Asimismo, y también a través de una oferta pública de adquisición de acciones, Gas Natural Fenosa Chile S.A. salió de la propiedad accionaria de la sociedad GASCO S.A.

Con fecha 9 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa Chile S.A. se fusionó con Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 90.042.000-5, tomando la razón social de esta última.

Posteriormente, con fecha 14 de octubre de 2016, Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 76.411.321-7, se dividió en

dos sociedades: la continuadora, Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 76.411.321-7, y la sociedad denominada CGE Gas Natural S.A.

El 14 de diciembre de 2016, Compañía General de Electricidad S.A. se fusionó con la filial TRANSNET S.A., por incorporación de esta en aquella.

El 27 de junio de 2017, Compañía General de Electricidad S.A. se fusionó con las filiales Emelat Inversiones S.A. y Emel Norte S.A., por incorporación de estas últimas en aquella.

El 30 de noviembre de 2017, Compañía General de Electricidad S.A. se fusionó con las filiales CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y EMELAT, por incorporación de las tres últimas en aquella.

El 31 de mayo de 2018, Compañía General de Electricidad S.A. se fusionó con las filiales Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. por incorporación de las tres últimas en la primera.

El 31 de octubre de 2018 las filiales Novanet S.A., Comercial & Logística General S.A. e Inversiones y Gestión S.A. se fusionaron en Compañía General de Electricidad S.A., quedando disueltas

de pleno derecho, sin necesidad de liquidación.

El 23 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de la totalidad de su participación accionaria en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

Con fecha 30 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de su propiedad accionaria en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina; estas son Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA).

En igual fecha, Compañía General de Electricidad S. A. adquirió directa e indirectamente el 50% de la propiedad accionaria de las empresas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.

El 1 de agosto de 2019, la filial Sociedad de Computación Binaria S.A. se fusionó en Compañía General de Electricidad S.A., quedando la primera disuelta de pleno derecho, sin necesidad de liquidación.

## > Cambios de razón social (últimos cinco años)

La razón social original de la Sociedad era "Nano Inversiones SpA". Luego pasó a denominarse "Gas Natural Fenosa Chile SpA". Con posterioridad a ello, se modificó dicha razón social por "Gas Natural Fenosa Chile S.A.", siendo su actual denominación "Compañía General de Electricidad S.A."

## > Cambios de control (últimos cinco años)

De conformidad a lo establecido en el artículo N°97 de la Ley N°18.045, Gas Natural Fenosa Internacional S.A., a través de su agencia en Chile, Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile, hoy Naturgy Inversiones Internacionales, S.A., Agencia en Chile, es el controlador de Compañía General de Electricidad S.A, con una participación accionaria directa e indirecta de 96,04%.

A través de una Oferta Pública de Acciones (OPA), la que terminó exitosamente en noviembre de 2014, la multinacional española Naturgy Inversiones Internacionales, S.A., antes Gas Natural Fenosa Internacional S.A. y originalmente Unión Fenosa Internacional S.A, a través de la sociedad Gas Natural Fenosa Chile SpA, luego denominada Gas Natural Fenosa Chile S.A., de la cual era su única accionista y controladora, ingresó a la propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 90.042.000-5, quedando como controladora de esta última y de sus filiales de electricidad, gas y servicios. El número de acciones adquiridas ascendió a 402.122.728 acciones, representativas del 96,50% del capital accionario de la Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 90.042.000-5.

Con fecha 15 de julio de 2016, Gas Natural Fenosa Internacional S.A. estableció una agencia en Chile, que denominó originalmente Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile, hoy denominada "Naturgy Inversiones Internacionales, S.A., Agencia en Chile", asignándole como capital la totalidad de su participación accionaria en la sociedad Gas Natural Fenosa Chile S.A., antes Gas Natural Fenosa Chile SpA.

Con fecha 9 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa Chile S.A. se fusionó con Compañía General de Electricidad S.A., RUT: 90.042.000-5, tomando la razón social de esta última.

**Inscripción de la Compañía en el Registro de Valores o presencia bursátil en mercados regulados extranjeros:** Número 1.141 del 20 de julio de 2016.

## Marco ético y *compliance*



CGE considera que la confianza de sus clientes, profesionales, proveedores, colaboradores, externos, accionistas, inversionistas, financiadores, reguladores y otros agentes del mercado se fundamenta en la integridad. Y esta es entendida como una actuación ética, honesta, responsable y de buena fe de cada una de las personas que trabaja en y para el conglomerado.

Para dar respuesta a los riesgos relacionados con la integridad y la

transparencia, CGE ha desarrollado una serie de mecanismos, programas y acciones de formación y difusión que establecen las pautas que han de presidir el comportamiento ético y transparente de los administradores y trabajadores de la compañía en su desempeño diario, tal y como viene recogido en el Código Ético, la Política Anticorrupción, la Política de Derechos Humanos y el Modelo de Prevención de Delitos de CGE.

La corrupción, fraude y soborno pueden tener un impacto muy



elevado para la Compañía, que puede acarrear sanciones por parte de las administraciones, pérdida de contratos, consecuencias legales, pérdida de clientes y una pérdida de reputación.

Para ello, CGE se rige por los siguientes compromisos específicos de actuación responsable e íntegra:

**Rechazar la corrupción, el fraude y el soborno** en el desarrollo de la actividad de la Compañía y establecer medidas para evitarlos y combatirlos, desarrollando canales internos que permitan la comunicación de irregularidades, respetando y protegiendo el anonimato.

**Cumplir las leyes y normas nacionales e internacionales vigentes**, respetando especialmente los principios expresados en la Declaración Universal de los Derechos Humanos de las Naciones Unidas y en la Declaración de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas, los Principios Rectores de Derechos Humanos y Compañías de Naciones Unidas, así como los principios expresados en la OCDE para el gobierno de las sociedades.

**Actuar con responsabilidad en la gestión de los negocios y cumplir con las obligaciones fiscales**, asumiendo el compromiso de transparencia y colaboración

con las administraciones tributarias correspondientes.

**Competir en el mercado de manera leal**, no admitiendo conductas engañosas, fraudulentas o maliciosas que lleven a la Compañía a la obtención de ventajas indebidas.

**Promover la transparencia informativa y la comunicación responsable**, veraz, eficaz, íntegra y puntual, publicando periódicamente información financiera y no financiera que pongan en valor las actuaciones de la Compañía y ofrezcan una respuesta específica a las necesidades de información de los grupos de interés de CGE.

**Mantener, en todo momento, el diálogo con los grupos de interés** a través de canales de comunicación adecuados y accesibles.

Cabe señalar que durante el año 2019, se ha supervisado el funcionamiento del procedimiento de consultas y denuncias establecido por la Compañía, para que trabajadores y terceros puedan consultar dudas y reportar incumplimientos en materias relativas al Código Ético, al Modelo de Prevención de Delitos, entre otras normas de *Compliance*. En este sentido, se aseguró que las comunicaciones fueran tratadas y resueltas adecuadamente, en tiempo y forma, por las unidades competentes de la Compañía.

## Hechos Esenciales o Relevantes

A continuación, se entrega una información resumida de los Hechos Esenciales o Relevantes, complementando lo indicado en otras secciones de la presente Memoria:

---

> **18 de marzo de 2019.**

**Hecho Esencial.**

Se informó que en Sesión Extraordinaria de Directorio de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), celebrada el 18 de marzo de 2019, se acordó explorar las distintas alternativas de negocio con terceros interesados para el desarrollo futuro de las actividades concernientes a los sistemas medianos de Magallanes, operados por la filial Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. Para estos efectos, se aprobó contratar una asesoría para la evaluación de dichas alternativas, que contemplan, entre otras, una eventual asociación estratégica, gestión conjunta de negocios o joint venture, como asimismo la posibilidad de una venta directa o indirecta de todo o parte de las acciones y/o activos de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. Atendido la etapa de desarrollo del negocio, no se posible estimar sus eventuales efectos en los resultados de CGE.

> **29 marzo de 2019.**

**Información Relevante.**

Se comunicó que el Directorio de CGE S.A. acordó en sesión realizada el 28 de marzo de 2019, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas fijada para el 17 de abril del mismo año, el reparto del dividendo definitivo N°6 de \$2 por acción, que se canceló el 30 de abril de 2019, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018. Tuvieron derecho a este último los accionistas que estaban inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del 24 de abril de 2019.

> **10 de julio de 2019.**

**Hecho Esencial.**

Se informó que con dicha fecha la Sociedad y su filial CGE Argentina S.A. ("CGEA") celebraron un contrato de permuta con la sociedad argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual CGE y CGEA se comprometieron a enajenar a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujena de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujena de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA) y, su vez, CGE y CGEA adquirirán las participaciones accionarias directas e indirectas que posee CECSA en las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas argentinas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.

El precio de las acciones que CGE y CGEA enajenarán a CECSA asciende a USD 40.000.000, que es el mismo precio de las acciones que CGE adquirirá de CECSA como efecto de la permuta. Así, el efecto en los resultados para CGE de dichas operaciones equivale a una pérdida de aproximadamente USD 37.500.000.

Es importante señalar que CGE Gas Natural S.A., sociedad relacionada a CGE, posee indirectamente el 50% restante de las participaciones accionarias de Gasnor S.A. y Gasmarket S.A., por lo que con la adquisición referida, el Grupo CGE pasará a poseer el 100% de dichas sociedades.

> **23 de julio de 2019.**

**Hecho Esencial.**

Se informó que la Sociedad y Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile ("NII Agencia en Chile"), como vendedores, y las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. ("REN"), como compradores, suscribieron un contrato de compraventa por el cual CGE y NII Agencia en Chile venderán a los compradores el total de las acciones de su propiedad en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. ("TRANSEMEL") que corresponden a 625.250.733 acciones de dicha entidad y que representan el 100% de su capital accionario. El precio de la compraventa ascenderá a la suma de USD 167.461.707 pagadero al contado más intereses hasta la fecha de cierre.

El efecto en resultados para CGE de la venta que da cuenta el presente hecho esencial, corresponderá a una utilidad después de impuestos de aproximadamente USD 45.500.000.

> **30 de julio de 2019.**

**Hecho Esencial.**

Se comunicó que, habiéndose cumplido los términos y condiciones pactados para la operación informada el 10 de julio, con esta fecha las partes perfeccionaron el contrato de permuta con la sociedad argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. ("CECSA"), habiendo CGE y su filial CGE Argentina S.A. ("CGEA") enajenado a CECSA el total de sus participaciones directas e indirectas en las distribuidoras de electricidad, sus filiales y subsidiarias (50% de la propiedad accionaria

de EDET y 45% de la propiedad accionaria de EJESA y EJSEDA), y a su vez CGE y CGEA adquirieron el total de la participación accionaria de CECSA y sus afiliadas en las empresas de gas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A. (50% de la propiedad accionaria de ambas). El precio de las acciones que CGE y CGEA enajenaron a CECSA asciende a USD 40.000.000, que es el mismo precio de las acciones que CGE y CGEA adquirieron de CECSA como efecto de la permuta.

El efecto en resultados para CGE de las operaciones referidas fue informado en el hecho esencial de fecha 10 de julio de 2019.

> **1 de octubre de 2019.**

**Hecho Esencial.**

Se complementó el hecho esencial de fecha 23 de julio de 2019, en el sentido de comunicar que habiéndose cumplido los términos y condiciones pactados para el cierre de la operación referida a la venta de la sociedad TRANSEMEL S.A. a las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. ("REN"), con esta fecha las partes perfeccionaron el contrato de compraventa, habiendo CGE y NII Agencia en Chile enajenado a Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA el total de las acciones de su propiedad en TRANSEMEL. El precio de la compraventa ascendió a la suma de USD 168.606.028.

El efecto en resultados para CGE de la venta corresponde a una utilidad después de impuestos de aproximadamente USD 48.000.000.

CGE Memoria Anual 2019

# Informe a los accionistas

---



Hechos destacados de 2019	28
Ámbito de negocios	32
Marco regulatorio	36
Tarifas de suministro	37
Gestión regulatoria	41
Marcha de la Compañía	46
Política y plan de inversión	48
Política y principales actividades de financiamiento	49
Factores e Riesgo	51
Propiedad y control de la Compañía	59

## Hechos destacados de 2019



### CGE participó de la primera caravana de electromovilidad

Con un inédito recorrido de más de 20 vehículos eléctricos, la entonces ministra de Energía, Susana Jiménez, dio el vamos a su primera “Cuenta Pública Participativa 2019” junto a representantes de los sectores públicos y privados; entre ellos, CGE.

Las autoridades y representantes viajaron en caravana desde Santiago hasta la Universidad Federico Santa María de Valparaíso, donde se realizó la cuenta pública que estuvo enfocada en la Ruta Energética 2018-2022.



### Acuerdo de trabajo conjunto con Carabineros para evitar riesgos eléctricos

Buscando capacitar a Carabineros en prevención de riesgos eléctricos durante el cumplimiento de sus funciones, CGE y Carabineros de Chile acordaron la realización de capacitaciones durante 2019 en esta materia.

**Gracias a la iniciativa se realizaron 18 capacitaciones, con un total de 529 participantes a lo largo de Chile.**



### Exitosa campaña “Todos por un 18 seguro, para un 18 feliz”

Con éxito se realizó en todas las zonas de concesión de CGE la campaña de seguridad “Todos por un 18 seguro, para un 18 feliz” que busca concientizar a las personas, principalmente escolares, sobre el buen uso de los volantes durante los festejos patrios.

**Se realizaron 27 actividades a lo largo de Chile, con un total de 6.486 participantes.**





### Compromiso permanente con pacientes electrodependientes

CGE mantiene un compromiso permanente con sus clientes electrodependientes y sus familias, adecuando sus protocolos para brindar el mejor servicio posible dentro del marco regulador vigente, entregando una atención preferente y soluciones efectivas ante contingencias.

**Durante 2019, CGE atendió cerca de 3.900 pacientes electrodependientes en momentos de contingencia y ha entregado en comodato más de 1.600 generadores que permiten que sus equipos médicos sigan funcionando.**



### Trabajando con las agrupaciones de consumidores para apoyar a nuestros clientes

Como parte de su plan de relacionamiento con la comunidad, CGE desarrolló un ciclo de talleres gratuitos para sus clientes. Dictados por las asociaciones de consumidores ODECU y CONADECUS, informaron sobre "Educación Financiera" y "Derechos y Deberes de los Consumidores", respectivamente.

**Durante 2019 se realizaron 11 talleres, con una participación de 380 personas a lo largo de Chile.**



## 1.518

Reuniones con autoridades a lo largo de Chile.



## 828

Encuentros con comunidades.



## 16.886

Vecinos participaron de nuestras reuniones con comunidades y juntas de vecinos.



### Gran despliegue preventivo por eclipse solar

Durante varios meses, CGE trabajó para implementar diversas medidas que permitieron recibir sin contratiempos a las más de 340 mil personas que llegaron a la región de Coquimbo a presenciar el Eclipse Solar, labor realizada en conjunto con el Gobierno Regional.

La preparación de CGE consideró 12 actividades claves en el ámbito preventivo y un plan especial de comunicaciones con autoridades y distintas comunidades de la región. Lo anterior, con el fin de atender eventuales requerimientos en los “16 puntos oficiales de avistamiento” distribuidos en 15 comunas, identificados como zonas críticas del sistema eléctrico por la alta cantidad de personas y su mayor demanda energética.



### CGE publica Informe de Responsabilidad Social Corporativa 2018

CGE publicó su Informe de Responsabilidad Social Corporativa 2018 en conformidad con los nuevos Estándares de Global Reporting Initiative (GRI), opción Esencial, con el que da a conocer su desempeño económico, social y ambiental con los grupos de interés.

El Informe abarca las operaciones en CGE S.A., como representante del Negocio Eléctrico en Chile, y Metrogas S.A., como representante del Negocio Gas en el país, entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018.



### Aumento de seguidores en redes sociales

Durante 2019, se potenciaron los contenidos del trabajo realizado por la empresa en terreno, con el objetivo de llegar más a la comunidad y aumentar el número de seguidores en Twitter, LinkedIn y Facebook. Además,

se trabajó en la especialización en los contenidos mostrados en las distintas redes sociales, potenciando el posicionamiento de marca, el trabajo con la comunidad, la eficiencia energética y las campañas corporativas. Con ello se logró un significativo aumento de los seguidores en nuestras redes sociales.

Red social	Enero 2019	Dic. 2019	Aumento
LinkedIn	10.316	14.963	4.647
Facebook	3.900	9.025	5.125
Twitter	3.390	4.665	1.275





### Acuerdo de capacitación beneficiará a 220 vecinos en 11 comunas

Enmarcado en el programa de trabajo con comunidades, a fines de 2019 CGE firmó un convenio con la OTIC CChC y la Corporación Cimientos para capacitar a más de 200 vecinos de 11 comunas.

Por medio del programa "Valor Comunitario" se capacitará a 220 beneficiarios, conocimientos que les ayudarán a insertarse laboralmente en empresas o para que inicien su propio emprendimiento. Adicionalmente, la práctica permitirá a los capacitados realizar mejoramientos en espacios o infraestructuras que irán en directo beneficio de las comunidades.

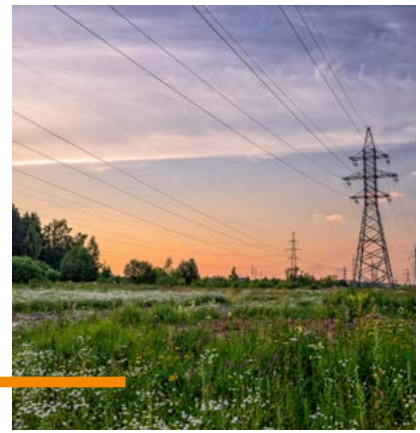
Este primer programa considera a las comunas de Iquique, Antofagasta, Copiapó, La Serena, La Ligua, Peñaflo, Talagante, Machalí, Romeral, Constitución y Villarrica.



### CGE se adhiere a programa de medidas público-privadas para incentivar inserción de la mujer en el sector energético

Como parte de las actividades del programa "Energía +Mujer" impulsado por los ministerios de Energía y de la Mujer, se firmó un acuerdo de trabajo -paquete de medidas público-privadas- para incentivar la inserción de la mujer en esta industria. Al compromiso se adhirieron 52 empresas del sector energético, entre las que destaca CGE.

Algunos de los compromisos adquiridos establecen que la empresa e institución diseñe e implemente estrategias de diversidad e inclusión, mida la brecha salarial, fomente los liderazgos femeninos, promueva medidas de conciliación de la vida familiar y laboral, e incentive buenas prácticas y conductas éticas.



### Intenso trabajo preventivo con Conaf y Bomberos

Siguiendo con los talleres en prevención de riesgos eléctricos que CGE ha realizado desde 2017 para personal de Bomberos y CONAF, durante 2019 se efectuaron más de 20 reuniones a nivel nacional, capacitando a casi 500 personas.

Las temáticas principales de estas jornadas incluyen la identificación de la infraestructura eléctrica, las medidas de prevención al momento de acercarse a ellas y los principales accidentes y efectos asociados al mal manejo de los riesgos eléctricos.

# Ámbito de negocios

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

El mercado eléctrico chileno está integrado por tres sistemas independientes:

- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central e Interconectado del Norte Grande. A diciembre de 2019 cuenta con una capacidad instalada neta de 24.514 MW de generación neta.
- **Sistema de Aysén (SEA):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. A diciembre de 2019 posee una capacidad instalada neta de 60 MW de generación neta.
- **Sistema de Magallanes (SEM):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A diciembre de 2019 posee una capacidad instalada neta de 112 MW de generación neta.

## Principales negocios de CGE

CGE es una empresa que por sí y a través de empresas filiales posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución y transmisión de energía eléctrica en Chile y Argentina.

### Negocio distribución eléctrica

#### Mercado chileno

La operación del negocio de distribución en Chile está concentrada en CGE y su filial EDELMAG, las cuales en conjunto distribuyen energía entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de La Araucanía, incluyendo parte de la Región Metropolitana y la Región de Magallanes.

La energía operada de esta actividad, que incluye los clientes de peajes,

alcanzó a 15.227 GWh, con un aumento de 0,96% respecto al cierre de diciembre de 2018.

El número de clientes alcanzó a 3.002.393, que representa un crecimiento de 2,5% frente al cierre de diciembre de 2018.

En el sector de transmisión, CGE cuenta con infraestructura de transporte y transformación de energía que se extiende desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos, participando principalmente en el segmento de Transmisión Zonal.

#### Mercado argentino

En Argentina, CGE a través de su empresa relacionada Energía San Juan S.A., abastece a 237.288 clientes distribuidos en la provincia de San Juan, en la Región de Cuyo, al oeste de la República Argentina, con ventas físicas que alcanzaron a 1.598 GWh acumulados al 31 de diciembre de 2019.





Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica está influenciada por el incremento del consumo, el cual se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde el Grupo CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo.

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión,

dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo con la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen, además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Secretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que, en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que

significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo CGE en Argentina, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales.

Suscritas dichas renegociaciones y bajo la vigencia de los términos y condiciones de dichos acuerdos, se ha reducido el factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

## Resumen de gestión años 2019 - 2018

	Ventas físicas (GWh)			Ventas físicas regulados (GWh)			Ventas físicas operadas (GWh)			Puntos de Suministro		
	dic-19	dic-18	Var (%)	dic-19	dic-18	Var (%)	dic-19	dic-18	Var (%)	dic-19	dic-18	Var (%)
Chile <sup>(1)</sup>												
CGE	11.156	11.910	-6,3%	10.628	11.507	-7,6%	14.909	14.772	0,9%	2.938.820	2.865.800	2,5%
EDELMAG	318	310	2,6%	318	310	2,6%	318	310	2,6%	63.573	62.006	2,5%
<b>Total Chile</b>	<b>11.474</b>	<b>12.220</b>	<b>-6,1%</b>	<b>10.946</b>	<b>11.817</b>	<b>-7,4%</b>	<b>15.227</b>	<b>15.082</b>	<b>1,0%</b>	<b>3.002.393</b>	<b>2.927.806</b>	<b>2,5%</b>

(1) El 1 de octubre de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de la totalidad de su participación accionaria en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

	Ventas físicas (GWh)			Ventas físicas regulados (GWh)			Ventas físicas operadas (GWh)			Puntos de Suministro		
	dic-19	dic-18	Var %	dic-19	dic-18	Var %	dic-19	dic-18	Var %	dic-19	dic-18	Var %
Argentina <sup>(1)</sup>												
ENERGÍA SAN JUAN	1.598	1.628	-1,9%	1.598	1.628	-1,9%	1.909	1.962	-2,7%	237.288	232.681	2,0%
<b>Total Argentina</b>	<b>1.598</b>	<b>1.628</b>	<b>-1,9%</b>	<b>1.598</b>	<b>1.628</b>	<b>-1,9%</b>	<b>1.909</b>	<b>1.962</b>	<b>-2,7%</b>	<b>237.288</b>	<b>232.681</b>	<b>2,0%</b>

(1) Con fecha 30 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de su propiedad accionaria en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina: Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA).

## Negocio de transformación y transporte de energía

### Transmisión y Transformación de Electricidad

#### Zona Norte y Central

En la zona norte y central, esta actividad es desempeñada principalmente por CGE como continuadora de TRANSNET, con una infraestructura de transmisión y transformación que se extiende desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de Los Lagos, que sirve a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes.



#### Zona Austral

Por su parte, en el Sistema de Magallanes, la subsidiaria EDELMAG posee instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la XII Región.

## Transmisión y transformación de electricidad de CGE 2018 - 2019

	CGE		Edelmag		Total	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
<b>Chile<sup>(1)</sup></b>						
Líneas de transmisión en 220, 154, 110, 66 y 33 Kv <sup>(2)</sup>	3.437	3.522	9	9	3.446	3.531
Capacidad de transformación AT/AT (MVA)	3.499	4.031	0	0	3.499	4.031
Capacidad de transformación AT/MT (MVA)	4.920	5.018	72	74	4.992	5.092

(1) El 1 de octubre de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de la totalidad de su participación accionaria en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

(2) Incluye kms. De líneas BT,MT, AT

	Energía San Juan		Total	
	2018	2019	2018	2019
<b>Argentina<sup>(1)</sup></b>				
Línea de media tensión (km)	4.431	4.499	4.431	4.499
Línea de baja tensión (km)	5.143	5.198	5.143	5.198
Capacidad instalada de transformadores de distribución propios (MVA)	1.718	1.773	1.718	1.773
Capacidad instalada de transformadores de distribución particulares (MVA)	205	205	205	205

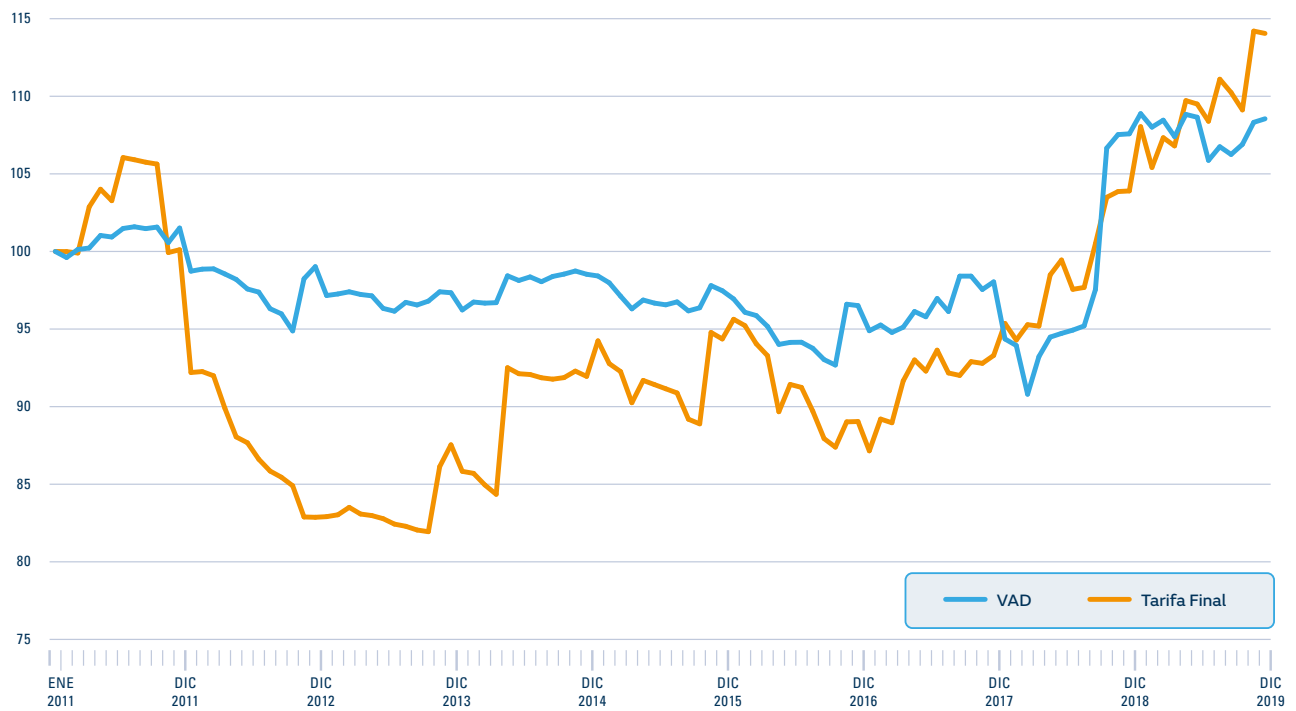
(1) Con fecha 30 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de su propiedad accionaria en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina: Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujena de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujena de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA).

# Marco regulatorio

## Entorno de mercado

### Evolución Real de Tarifa Regulada y del Valor Agregado de Distribución (VAD)

Base enero de 2011



## Tarifas de suministro

Las tarifas aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios se componen de los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución -que corresponden a los precios de los contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios efectuados a partir de 2006-, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión, el cargo por servicio público y el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD).

Al respecto, los precios de nudo aplicados durante 2019 fueron fijados mediante el Decreto 7T-2018, publicado el 28 de septiembre de 2019, el Decreto 20T-2018, publicado el 6 de mayo de 2019 y el Decreto 7T-2019, publicado el 5 de octubre de 2019, todos del Ministerio de Energía, con vigencia a contar del 1 de julio de 2018, 1 de enero de 2019 y 1 de julio de 2019, respectivamente.

No obstante, el 2 de noviembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, la cual, entre otros aspectos, derogó el Decreto 7T-2019, extendiendo la vigencia del Decreto 20T-2018 hasta la publicación del decreto que corresponda dictar con posterioridad a la entrada en vigencia de dicha ley.



Por otro lado, durante 2019, el VAD incluido en las tarifas de suministro de energía eléctrica aplicables a los clientes sujetos a fijación de precios se ajustó periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo N° 191 de la Ley General de Servicios Eléctricos y según lo dispuesto en el Decreto 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017, pero con vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Así, durante el presente período, tomando en cuenta las consideraciones anteriores, las cuentas promedio de los clientes sujetos a fijación de precios atendidos por CGE experimentaron un incremento real del 9,8%, mientras que el VAD aumentó en términos reales en 0,9%.

## Regulación de la Distribución y Transmisión de Electricidad en Chile

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos -Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería-, los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas principalmente del Ministerio de Energía (MINENERGÍA), de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El actual sistema regulatorio se encuentra vigente desde 1982 y ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años. El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) 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; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por



la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados 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 las siguientes componentes: los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión, el cargo por servicio público y el valor agregado de distribución (VAD).

La Ley N° 21.194 (Ley Corta de Distribución), publicada en diciembre de 2019 -mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica modificó el marco normativo que regula el segmento de distribución de electricidad.

En el VAD, el cual se fija cada cuatro años, se reconocen los costos de inversión -considerando una tasa de actualización determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos (con anterioridad a la vigencia de la Ley N°



21.194, la tasa de descuento era de 10% real antes de impuestos-; los gastos de administración, facturación y atención del usuario; los costos de operación y mantenimiento y; las pérdidas de energía y potencia de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El VAD es determinado en base al 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. Al momento de la fijación del VAD, las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda comprendida entre 3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por arriba de la tasa de descuento que haya sido determinada.

Complementariamente, en la misma ocasión en que se fija el VAD, se fijan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía.

Por otro lado, la normativa dispone que las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para esos efectos, deben contar con contratos de suministro -resultantes de procesos de licitación pública no discriminatorios y transparentes-, con

una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro. CNE es la responsable de diseñar, coordinar y dirigir la realización de tales procesos licitatorios, mientras que las distribuidoras deben monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente.

En relación con el segmento de transmisión, la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión) publicada en julio de 2016 modificó el marco regulatorio, clasificándose las instalaciones de transmisión en: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Transmisión Asociada a Polos de Desarrollo y Transmisión de Interconexión Internacional.

Así, los sistemas de Transmisión Nacional están conformados por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, mientras que los sistemas de Transmisión Zonal corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación. Por su parte, los sistemas de Transmisión Dedicada corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no

sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Las instalaciones existentes de Transmisión Zonal son remuneradas por medio de una tarifa regulada, la cual se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, cuyas bases contienen la tasa de descuento que se debe considerar, la cual no puede ser inferior al 7% ni superior al 10%.

En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 5 períodos tarifarios. Transcurrido dicho período, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes.

En el caso de ampliaciones en Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, el Valor Anual de Inversión se remunera por 5 períodos tarifarios (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

## Participación en Empresas Eléctricas AG

Durante el año 2019, CGE colaboró activamente en las actividades desarrolladas por Empresas Eléctricas AG -asociación que reúne a las principales empresas de distribución y transmisión del país-, destacando los siguientes temas:

- Participación en los grupos de trabajo convocados por el Ministerio de Energía para la elaboración de diferentes modificaciones legales (Ley Corta de Distribución, Ley de Estabilización de los Precios de Energía Eléctrica para usuarios finales sujetos a regulación de precios).
- Participación en las mesas de trabajo conformadas por la autoridad, así como en las instancias de consulta pública, en el marco de la elaboración de diversos cuerpos reglamentarios, entre los que destacan el Reglamento de Servicios Complementarios, el Reglamento de Coordinación y Operación de los Sistemas de Transmisión, el Reglamento de Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión, el Reglamento



- de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo (*net billing*) y el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.
- Participación en distintos comités consultivos y conformados para la elaboración y actualización de diversas normas contenidas en el Plan de Trabajo 2019, entre las que destaca especialmente la modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Sistemas de Distribución.
- Participación en mesas de trabajo con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por diversos temas, destacando la relacionada con la definición de causales de fuerza mayor.
- Elaboración de talleres para compartir las mejores prácticas de la industria.

# Gestión regulatoria

## Hechos relevantes 2019

### > Noviembre

Publicación de la Ley N° 21.185, mediante la cual se crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados.

### > Diciembre

Publicación de la Ley N° 21.194, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica (Ley Corta de Distribución).

### Ley Corta de Distribución (Ley N° 21.194)

El 21 de diciembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.194, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, contemplando esencialmente que:

- > La tasa de descuento empleada para la determinación de la remuneración de los activos de la empresa modelo que presta el servicio de distribución será calculada en cada proceso tarifario, considerando un piso del 6% y un techo de 8% real después de impuestos.
- > La tasa de rentabilidad económica de la industria en el proceso de fijación deberá encontrarse entre 3 puntos porcentuales por debajo de la tasa de descuento y 2 por encima, considerando un período equivalente a la vida útil promedio ponderada de los activos que componen el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones determinadas en los estudios de cada empresa modelo.
- > El VNR deberá considerar todas las instalaciones de la empresa concesionaria requeridas para la prestación del servicio público de distribución, independiente que se encuentren dentro o fuera de la zona de concesión.
- > El estudio de costos será licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, 2 representantes del Ministerio de Energía y 2 representantes de CNE, organismo este último que elaborará un informe técnico sobre la base de dicho estudio.
- > El supuesto de eficiencia para el diseño de la empresa modelo considerará las restricciones que enfrenta la empresa real que sirva de referencia en aspectos relacionados con los cambios normativos en estándares de calidad del servicio; la existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control; entre otros.
- > Las bases agruparán los costos en categorías sobre las que se podrá discrepar. El Panel de Expertos podrá optar por el resultado del conjunto de las discrepancias presentadas por una empresa en cada categoría.
- > Las tarifas deberán estructurarse de modo que reflejen los costos que dan origen al VAD resultante del proceso de tarificación.
- > Las concesionarias de distribución, con excepción de las cooperativas, se deberán constituir como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica a más tardar el 1 de enero de 2021.
- > Dentro de los seis meses siguientes a la publicación de esta ley, el Presidente de la República deberá enviar al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica.

Adicionalmente, la Ley 21.194 estableció un “mecanismo de estabilización” para el VAD que contempla que los niveles de este a la fecha de publicación de esta ley permanecerán constantes en pesos hasta el término de su vigencia, incorporándose las diferencias en los siguientes procesos de tarificación, y un mecanismo de

estabilización” para los precios de generación/transporte de los Sistemas Medianos, este último de acuerdo al procedimiento establecido en la Ley N° 21.185 que estabiliza transitoriamente los precios de generación de energía eléctrica.

### **Ley de Estabilización de Precios de Precios de Generación de Energía Eléctrica (Ley N° 21.185)**

El 2 de noviembre de 2019 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.185, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados, la cual considera esencialmente que:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes).
- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio, los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.
- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso que los precios de nudo promedio sean mayores al PEC, serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.
- CNE calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023, no se podrán incrementar los saldos no recaudados.
- Los saldos no recaudados no devengarán interés, salvo a partir del 1 de enero de 2026.
- Se considerarán para el mecanismo solo aquellos contratos que inicien suministro antes de 2021.
- Se deroga el Decreto 7T-2019 de MINENERGÍA (precios de nudo promedio de julio de 2019).

### **Proyecto de Ley de Eficiencia Energética**

El 3 de septiembre el Ejecutivo ingresó al Senado el Proyecto de Ley sobre Eficiencia Energética

(Boletín 12.058-08), cuyo objetivo es promover el uso racional y eficiente de los recursos energéticos; generar mejoras en la productividad y competitividad de la economía; mejorar la calidad de vida de las personas y; reducir las emisiones locales y globales de contaminantes; contribuyendo así con el desarrollo sustentable del país.

Para el logro de ese objetivo, el proyecto de ley pretende, a través de instrumentos económicos y regulatorios, acelerar el cambio cultural en torno al buen uso de los recursos energéticos, alineando de esta forma los intereses de la política pública con los intereses privados, de manera que estos últimos puedan tomar mejores decisiones, que generen tanto beneficios privados como externalidades positivas a la sociedad, derivadas del buen uso de los recursos energéticos.

El proyecto de ley contiene seis elementos principales:

- Institucionalizar la eficiencia energética en el marco del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.
- Promover la gestión de la energía en los grandes consumidores.
- Entregar información a los compradores de viviendas, respecto de los requerimientos energéticos en el uso de estas.
- Promover la gestión de energía en el sector público.
- Velar por las condiciones que faciliten la instalación y operación de estaciones de carga para vehículos eléctricos.
- Promover la renovación del parque vehicular con vehículos más eficientes, con énfasis en aquellos de propulsión eléctrica.

El proyecto de ley actualmente se encuentra en segundo trámite constitucional en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados.

### **Reglamentos y Normas**

Los reglamentos y normas más relevantes publicados en 2019 son los siguientes:

- El Decreto 113-2017 de MINENERGÍA, mediante el cual aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

- El Decreto 125-2017 de MINENERGÍA, mediante el cual aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- La Resolución N° 468-2019 de CNE, mediante la cual fija el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- La Resolución Exenta N° 763-2019 de CNE, mediante la cual dicho organismo aprobó modificaciones a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y fijó su texto refundido y sistematizado.
- La Resolución Exenta N° 786-2019 de CNE, mediante la cual dicho organismo aprobó la modificación de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, así como el de las modificaciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio que surgen producto del correspondiente procedimiento normativo.
- La Resolución Exenta N° 437-2019 de CNE, mediante la cual ese organismo aprobó las modificaciones a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, fijando además el correspondiente texto refundido.
- La Resolución Exenta N° 338-2019 de CNE, mediante la cual aprobó las modificaciones a la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.

### **Plan de Trabajo Anual para la Normativa Técnica correspondiente a 2020**

Mediante Resolución Exenta N° 776-2019 del 16 de diciembre, la Comisión Nacional de Energía aprobó el “Plan Normativo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica correspondiente al año 2020, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En dicho Plan de Trabajo se incluyen las siguientes normas técnicas o modificaciones de normas técnicas, además de aquellas contenidas en el Plan de Trabajo Anual correspondiente al año 2019 y que continuarán su desarrollo durante 2020:

- Elaboración de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de las Unidades que utilicen Gas Natural.

- Modificaciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- Elaboración del Anexo Técnico de Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

### **Valor Anual de Transmisión 2020-2023**

En el marco del proceso de valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión correspondiente al cuatrienio 2020-2023, CNE constituyó, en abril de 2019, el Comité para la Adjudicación y Supervisión de los Estudios de Valorización de las Instalaciones, al cual se refiere el artículo 108° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En ese mismo mes, CNE aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización de los señalados estudios y efectuó el llamado a las empresas consultoras nacionales e internacionales a participar en la licitación para la realización de dicho estudio.

En julio de 2019, CNE aprobó el Acta de Evaluación de la Oferta Técnica y Económica y de Adjudicación de la Licitación del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, emitida por el Comité de Adjudicación y Supervisión de los Estudios de Valorización de las Instalaciones, siendo adjudicado al consorcio conformado por Synex Ingenieros Consultores Ltda., Estudios Energéticos Consultores S.A. y Elequipos Servicios de Ingeniería S.A.

El 9 de septiembre, en el marco del segundo llamado de licitación para la realización del Estudio de Valorización de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional y del Estudio de Valorización de las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Zonal y de los Sistemas de Transmisión Dedicados utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, se realizó la apertura de las ofertas administrativas presentadas por el consorcio conformado por Mega Red Ingenieros, Jump Consulting y Wufko y por el consultor SIGLA.

Asimismo, en octubre de 2019, después de haberse declarado desierto el primer proceso de licitación, CNE aprobó el Acta de Evaluación de la Oferta Técnica y Económica y de Adjudicación de la Licitación del Estudio de Valorización de las Instalaciones de Transmisión Zonal y de Transmisión Dedicada Utilizadas por Usuarios Sometidos a Regulación de Precios, adjudicando dicho estudio a la empresa SIGLA S.A.

Por otro lado, en septiembre de 2019, CNE reabrió el registro de participación ciudadana, convocando a las personas naturales o jurídicas interesadas en dicho proceso que no se encuentren ya inscritas el registro ya constituido, el cual fue actualizado en octubre.

Actualmente, ambos estudios se encuentran en desarrollo.

### Cargos de Transmisión

En diciembre de 2019, CNE aprobó un nuevo informe técnico y fijó los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos que entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

Al respecto, en el referido informe se establece que:

- Atendido el retraso existente en el actual proceso de valorización de las instalaciones de transmisión, cuyo inicio de vigencia corresponde al 1 de enero de 2020, es necesario incorporar un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permita evitar excesivas variaciones de los mismos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales.
- Para tal efecto, a partir de enero de 2020 y hasta el momento en que se publiquen los valores definitivos que se establezcan en el decreto de valorización correspondiente, los cargos de transmisión serán determinados a partir de aquellos fijados en la resolución semestral vigente al segundo semestre de 2019.
- Una vez publicado el decreto señalado procederán las reliquidaciones que establece el artículo 113° de la Ley General de Servicios Eléctricos y, por tanto, las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión obtendrán la remuneración consagrada en el artículo 114° de la misma.
- Por lo tanto, los cargos aplicables al primer semestre del año 2020 corresponderán a aquellos definidos para el segundo semestre de 2019, con los ajustes pertinentes relativos a la incorporación de cargos por Servicios Complementarios, y la consideración de la exenciones de peajes de inyección producto de la aplicación íntegra del régimen establecido en el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936, en lo pertinente al mecanismo de rebaja de peajes de inyección sobre la base del cargo equivalente de transmisión.

### Nuevo Marco Normativo para la Distribución de Energía Eléctrica

En el marco del trabajo de modernización de la normativa del segmento de distribución eléctrica, contemplado en la Ruta Energética 2018-2022 elaborada por MINENERGÍA, el 10 de enero de 2020, dicho organismo comunicó la publicación de los informes elaborados por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería, quien había sido adjudicado en noviembre de 2018 para la realización del "Estudio para la elaboración de una propuesta de modificación regulatoria de la distribución de energía eléctrica".

Al respecto, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 21.194, el Presidente de la República deberá enviar al Congreso Nacional, dentro de los seis meses siguientes a la publicación de dicha ley, un proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica.

### Suspensión y devolución de cobros por Sistemas de Medición, Monitoreo y Control definidos en la Norma Técnica de Distribución

Producto de las públicas dificultades surgidas durante 2019 en relación con la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC), conocidos como "medidores inteligentes", el 24 de junio SEC instruyó los ajustes tarifarios para la suspensión de los cobros correspondientes a los SMMC y la devolución a los clientes finales de los montos que se facturaron por dicho concepto, considerando los criterios y metodologías definidos por CNE para esos efectos.

El 26 de julio, SEC instruyó nuevos ajustes tarifarios, considerando la modificación realizada por CNE en los criterios y la metodología previamente definida.

Las empresas distribuidoras debieron elaborar e informar planes de acción, contemplando cartas Gantt y detallando las etapas, acciones y plazos de ejecución.

La implementación de la suspensión de cobros se materializó a contar de agosto de 2019, mientras que la devolución de los montos facturados se inició en septiembre de 2019.

### Valor Agregado de Distribución 2020-2024

El 23 de diciembre de 2019, conforme a lo dispuesto en el artículo 183° de la Ley General de Servicios

Eléctricos -modificado por la Ley N° 21.194-, CNE fijó las áreas típicas para el cálculo de las componentes del VAD correspondiente al cuatrienio comprendido entre noviembre de 2020 y noviembre de 2024.

Al respecto, CGE y EDELMAG son las únicas empresas clasificadas en el área típica 4, siendo la primera seleccionada por CNE como empresa de referencia.

El 21 de enero de 2020, las empresas presentaron sus observaciones.

### Valor Nuevo de Reemplazo 2019

En conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos y en su Reglamento, las empresas distribuidoras presentaron a SEC, en junio, el VNR de las instalaciones de distribución, en el marco del proceso de recálculo correspondiente al año 2019.

En conformidad con la normativa, el 30 de agosto, SEC eliminó aquellas instalaciones presentadas que no hubieran sido previamente incorporadas al inventario actualizado que se encuentra obligada a llevar y, el 30 de septiembre, fijó el VNR de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de distribución eléctrica. Posteriormente, el 23 de octubre dicho organismo rectificó dicha fijación.

Luego, el 22 de noviembre las empresas presentaron sus discrepancias al Panel de Expertos, el cual emitió su dictamen el 31 de diciembre de 2019, desestimando la mayor parte de las discrepancias presentadas por las empresas distribuidoras.

Con todo, la fijación realizada por SEC representa una reducción, respecto del valor presentado por CGE, del orden de 15,4%.

### Licitación de Suministro 2019/01

CNE aprobó el 14 de marzo las Bases Preliminares del proceso "LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2019/01" y el 26 de abril aprobó las correspondientes Bases Definitivas, considerando un suministro de 3.570 GWh/año, a partir del 1 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2040.

Posteriormente, el 12 de septiembre de 2019, CNE aprobó las respuestas a las consultas y observaciones recibidas respecto de las Bases Definitivas del proceso y, el 13 de septiembre, aprobó la modificación de ellas, postergando en un año el inicio del suministro, ajustando el tamaño de los bloques y el calendario del proceso.

Así, el proceso contempla tres bloques horarios por un total de 5.880 GWh/año, incluida una componente variable del 5% en cada uno de ellos, vigentes desde el 1 de enero de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2040:

- Bloque 1A por 1.866 GWh/año, para consumos entre las 00:00h y las 07:59h y entre las 23:00h y 23:59h.
- Bloque 1B por 2.644 GWh/año, para consumos entre las 08:00h y las 17:59h.
- Bloque 1C por 1.370 GWh/año, para consumos entre las 18:00h y las 22:59h.

La presentación de ofertas está programada para el 27 de mayo de 2020.

### Tarificación de los Sistemas Medianos

En el marco del proceso de tarificación de los Sistemas Medianos correspondiente al cuatrienio 2018-2022, el 1 de octubre de 2018, CNE aprobó el Informe Técnico Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Posteriormente, el 12 de diciembre de ese año, reemplazó dicho Informe Técnico.

EDELMAG formalizó su desacuerdo, presentando las correspondientes observaciones el 7 de enero de 2019, con el objeto que fueran resueltas por el Panel de Expertos.

Así, mediante dictamen del 3 de abril, rectificado el 5 de abril, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por EDELMAG, acogiendo, total o parcialmente, las discrepancias relacionadas con recargos aplicados en valorización de unidades generadoras; la homologación de cargos y el reconocimiento de nivel de remuneraciones; y, el reconocimiento de gastos fijos.

El 30 de abril, CNE aprobó el correspondiente Informe Técnico Definitivo, considerando el referido dictamen del Panel de Expertos.

A esta fecha, aún se encuentra pendiente la publicación del correspondiente decreto.

# Marcha de la Compañía

## Análisis de resultados de 2019

El Ebitda consolidado se ubicó en MM\$250.121 con un incremento de MM\$72.234 en comparación al ejercicio del año anterior, explicado por la evolución positiva del Ebitda de sector eléctrico en Chile y de Argentina, contrarrestado por un menor Ebitda del Sector Servicios.

A continuación se detalla la información por sector:

El Ebitda del Sector Electricidad Chile registró un incremento de MM\$78.666, equivalente a una variación de un 52,2% respecto al 31 de diciembre de 2018, debido principalmente a los siguientes factores:

Aumento de los Ingresos de Operación por MM\$132.672, explicados por mayores ingresos de venta de energía, peajes y recargos por MM\$124.363, producto del traspaso del mayor costo de compra de energía y peajes por MM\$100.835 y, en menor medida, al crecimiento de la energía operada, a la indexación del margen de distribución y transmisión, puestas en servicio de nuevas instalaciones de transmisión, y mayor actividad en obras a terceros y otras prestaciones por MM\$11.749, contrarrestado por menores ingresos en otros servicios a clientes y otros efectos menores por MM\$3.440.

Por otra parte, los Costos de Operación crecieron en MM\$54.006, explicado mayoritariamente por un incremento del costo de compra de la



### Análisis de resultados 2019 - 2018

Cifras en MM\$	dic-19	dic-18	% variación
Ingresos de Operación <sup>(1)</sup>	1.800.760	1.673.907	7,6%
Costos de Operación <sup>(2)</sup>	(1.550.639)	(1.496.020)	3,7%
<b>Ebitda<sup>(3)</sup></b>	<b>250.121</b>	<b>177.887</b>	<b>40,6%</b>
Depreciación y amortización	(80.982)	(70.736)	14,5%
Resultado de explotación <sup>(4)</sup>	169.139	107.151	57,9%

(1) Ingresos de Operación = Ingresos de actividades ordinarias + Otros ingresos por función.

(2) Costos de Operación = Costo de ventas + Gastos de administración + Otros gastos por función, descontando la Depreciación y Amortización.

(3) Ebitda = Ingresos de operación (1) + Costos de operación (2).

(4) Resultados de explotación = (3) + Depreciación y Amortización.

energía y peajes por MM\$100.835, producto principalmente por el efecto del aumento del dólar en los contratos de compra de energía vigentes y la entrada de nuevos contratos de compra de energía, lo que fue parcialmente compensado por eficiencias y menores gastos administrativos y de personal por MM\$41.049, en parte debido a gastos extraordinarios en el año

2018, así como a menores gastos de operación de MM\$7.288 en relación al mismo período del año 2018, debido principalmente a mayores gastos extraordinarios registrados en dicho período asociados a contingencias climáticas.

El Ebitda del Sector Electricidad Argentina registró un incremento de MM\$5.395 con respecto al mismo



período del año anterior, debido principalmente a mayores ingresos de operación por MM\$11.641, contrarrestado parcialmente por mayores costos de operación por MM\$10.635, ambos efectos asociados a las actualizaciones tarifarias realizadas durante el período, junto con una disminución de MM\$3.769 en gastos de administración relacionada a planes de eficiencia.

El Ebitda del Sector Servicios registró una disminución de MM\$11.827, lo que se explica principalmente por menores ingresos por MM\$45.384, menores costos de venta por MM\$32.547 y menores gastos de administración por MM\$3.137 asociados a la menor operación producto a la fusión en CGE de las empresas de servicios (CLG, IGSA y Novanet) en octubre de 2018 y Binaria en julio 2019.

### Depreciación y Amortización del ejercicio

La Depreciación y Amortización del ejercicio presentó un aumento de MM\$10.246 (14,5%) respecto al mismo período del año anterior, asociado al incremento del activo fijo producto de los planes de inversión de la Compañía.

### Resultado de Explotación

El Resultado de Explotación de CGE aumentó en MM\$61.988 (57,9%) respecto a diciembre de 2018, explicado principalmente por el aumento del Ebitda, mencionado anteriormente, contrarrestado parcialmente por la Depreciación y

Amortización del período.

### Resultado Fuera de la Explotación

El Resultado Fuera de Explotación aumentó en MM\$74.054 respecto a diciembre de 2018, lo que se explica principalmente por:

- Una variación positiva en Otras ganancias (pérdidas) por MM\$73.979, la que se explica principalmente por la venta de acciones de la sociedad Transemel por MM\$56.041, contrarrestado en parte por la venta de acciones de las Sociedades Eléctricas argentinas entre CGEA, CGE y CECSA, la cual generó una pérdida de MM\$25.111. Adicionalmente, se registró un menor impacto asociado a bajas de activos fijos en relación al mismo período de 2018 por aproximadamente MM\$26.505, junto con mayores aportes de terceros para financiar obras propias por MM\$9.336 y mayores costos extraordinarios en juicios y arbitrajes en el ejercicio 2018 por MM\$7.372.
- Incremento en el Gasto Financiero Neto de MM\$8.278, lo que se explica principalmente por un aumento en el costo financiero de las empresas que operan en Argentina, producto del aumento en las tasas de interés en dicho país (MM\$5.962), así como en parte por el mayor gasto asociado a la emisión de bonos realizada a finales de 2018.
- Aumento de MM\$4.221 en Participación en Ganancia de

Asociadas y Negocios Conjuntos por la adquisición de Gascart, Gasnor y Gasmarket con fecha 30 de julio de 2019.

- La variación positiva de la partida Unidad de Reajustes en MM\$3.508 se explica principalmente por un mayor nivel de nominalización de deuda en relación al mismo período del año 2018 a través de la contratación de derivados de cobertura UF/CLP, sumado a una menor variación de la UF en 2019.

### Ganancia de Operaciones discontinuadas

Corresponde al resultado de Transemel en Chile y de las coligadas de distribución de electricidad en Argentina, que como se explicó en el Resumen, han sido enajenadas.

En el caso de las empresas que operan en Argentina, éstas registraron una caída de MM\$6.929 explicado fundamentalmente por la devaluación del peso argentino respecto al mismo período del año anterior y cinco meses de resultado adicional al 31 de diciembre de 2018 en comparación con diciembre 2019 al haber sido enajenadas al cierre de Julio 2019.

En el caso de Transemel, ésta registra un aumento de MM\$2.344, asociado al reconocimiento de ingresos por reasignaciones de años anteriores, indemnizaciones percibidas por retrasos de obras en construcción y efectos negativos no recurrentes en 2018 asociados a reliquidación de pagos de años anteriores.

## Política y plan de inversión

CGE es una empresa que por sí y a través de empresas filiales posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución y transmisión de energía eléctrica. Para llevar a cabo estas actividades, CGE a nivel consolidado invirtió MM\$108.774 durante el año 2019, lo cual representa una disminución de un 17,7% respecto al ejercicio del año anterior.

Para el ejercicio 2020, CGE tiene contemplado un plan de inversiones consolidado de aproximadamente MM\$163.000, destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de la demanda y de clientes, al cumplimiento de la norma técnica de distribución impulsada por la Comisión Nacional de Energía a fines de 2017, mejoras en la calidad y continuidad de suministro, reducción de pérdidas de energía y potencia, y modernización y renovación de las actuales instalaciones, cuyo cumplimiento estará sujeto a la posibilidad efectiva de materializar las obras proyectadas en el contexto de la pandemia de Covid 19 que afecta al país.



## Política y principales actividades de financiamiento

La Compañía cuenta con una adecuada estructura financiera, para lo cual ha combinado distintas fuentes de financiamiento, tales como retención de utilidades, créditos bancarios y emisión de bonos. Adicionalmente, se suman los recursos generados a partir de la operación de los negocios de cada una de las compañías de CGE que, medido en términos de Ebitda consolidado, ascendieron a MM\$250.121 en el ejercicio 2019.

Lo anterior le ha permitido a CGE y a sus subsidiarias contar con una sólida estructura de deuda acorde con la naturaleza de largo plazo de los negocios en que participan, cumplir con los planes de inversión necesarios para satisfacer el permanente crecimiento de los mercados donde operan y contar con flexibilidad para aprovechar las oportunidades de inversión. Por otro lado, dicha solidez financiera también ha permitido un fluido y permanente acceso al mercado de capitales chilenos.

En concordancia con el perfil de largo plazo de los negocios en que participan CGE y sus filiales, la deuda financiera consolidada (capital vigente adeudado) se encuentra radicada en un 89,7% en el largo plazo. Asimismo, debido a que los flujos generados por CGE y sus



subsidiarias son fundamentalmente en pesos y provienen de sectores regulados en Chile, se ha determinado mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición a las variaciones en el tipo de cambio y tasas de interés.

Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera consolidada de CGE es un 13,9% en Unidades de Fomento, un 85,6% en pesos chilenos (incluye derivados de cobertura UF/CLP) y el saldo en moneda extranjera. Adicionalmente, un 23,9% de la deuda financiera

se encuentra estructurada a tasa variable, mientras que un 47,2% corresponde a bonos y un 52,8% a créditos bancarios.

Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera neta consolidada de CGE alcanzó MM\$1.183.322, lo que representa una disminución de un 7,3% respecto del año 2018.

### Entre las actividades del ámbito financiero más destacadas durante 2019 se pueden mencionar las siguientes:

Nuevas operaciones de financiamiento por un monto aproximado de MM\$31.231, de los cuales MM\$30.000 corresponden a CGE y MM\$1.231 a Energía San Juan, filial argentina de CGE.

Adicionalmente, la Compañía realizó ocho operaciones de refinanciamiento por un monto aproximado de MM\$105.700.

Se prorrogaron MM\$100.000, correspondientes a cinco créditos bancarios de tasa fija, aumentando el plazo promedio de la deuda.

Las actividades de financiamiento antes mencionadas muestran el excelente acceso de CGE al mercado financiero, lo cual le permite tener una estructura de deuda acorde a su perfil de negocios, con un plazo promedio de deuda que al cierre de 2019 asciende a 5,8 años.

### Clasificación de riesgo:

Compañía	Clasificación de riesgo
CGE	AA-/ A+
EDELMAG (*)	AA+/AA

\* Considera solo clasificación de solvencia.

Durante el año 2019, las agencias de *rating* mantuvieron la clasificación de riesgo de CGE. El *rating* de la Sociedad se detalla a continuación:

#### Feller Rate:

Solvencia AA- / Estable  
Línea de Bonos AA-  
Perspectiva: Estable

#### Fitch Ratings:

Solvencia A+ / Estable  
Línea de Bonos AA-: N°465, N°469 y N°542  
Línea de Bonos A+: N°377, N°389, N°609, N°610, N°764, N°765, N°783, N°916 y N°917  
Perspectiva: Estable

### EDELMAG

En el caso de EDELMAG, se ratificó la clasificación de solvencia, la cual refleja el bajo riesgo operacional del negocio y su nivel conservador de endeudamiento. El *rating* se detalla a continuación:

#### Feller Rate:

Solvencia AA+ / Estable  
Perspectiva: Estable

#### Fitch Ratings:

Solvencia AA / Estable  
Perspectiva: Estable

# Factores de riesgo

## Distribución de electricidad

### Concentración de las operaciones

La extensa cobertura geográfica que posee CGE en esta actividad permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

### Demanda

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.



Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

### Marco Regulatorio Estable

El segmento de distribución se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para la operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados

y la calidad de servicio que se debe prestar. En este sentido, la presencia de un marco regulatorio estable ha sido un importante factor de desarrollo para la industria.

Dicho lo anterior, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario, ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

CGE y sus filiales de distribución eléctrica no enfrentan mayor competencia debido a sus características de monopolio natural antes descritas.

### **Contratos de suministro**

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, CGE cuenta con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, cuyas solvencias han sido clasificadas por reconocidas empresas del mercado en categorías de bajo nivel de riesgo. Lo anterior permite asegurar la diversificación del riesgo de abastecimiento, así como el suministro de los clientes sometidos a regulación de precios.

## **Transmisión y Transformación de Electricidad**

### **Demanda**

La demanda física que enfrenta el segmento de la transmisión zonal y nacional corresponde principalmente a la energía retirada desde sus redes por CGE -para sus clientes emplazados en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y La Araucanía- y clientes libres y a las inyecciones de energía al sistema de transmisión realizadas por empresas de generación. En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas.

Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

Debido a que la Transmisión Zonal presenta las características de un monopolio natural, su operación está regulada por el Estado. Los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

## **Riesgo Financiero**

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas de CGE corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo, en donde los precios de venta de energía son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, tanto en las actividades de distribución y en baja transmisión zonal, lo que permite obtener una rentabilidad razonable.

Con el fin de prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros a los que está sujeta CGE, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de la Compañía y sus subsidiarias.

### **Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste**

Debido a que los negocios en que participan las empresas de CGE son fundamentalmente en pesos y unidades de fomento (UF), se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Al 31 de diciembre de 2019, el *stock* de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a MM\$6.444. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio solo afecta al 0,5% de la deuda financiera total, lo que implica que el 99,5% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-12-19		31-12-18	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	647.809.744	52,26%	695.954.561	54,29%
Deuda en Unidades de Fomento	171.760.917	13,86%	167.048.584	13,03%
Deuda en Unidades de Fomento con cobertura UF/CLP	413.504.910	33,36%	405.019.516	31,59%
Deuda en moneda extranjera m/e	6.443.704	0,52%	13.910.129	1,09%
<b>Total Deuda Financiera</b>	<b>1.239.519.275</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.281.932.790</b>	<b>100,00%</b>

A continuación, se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de CGE y sus subsidiarias ante la variación en el tipo de cambio.

Al 31 de diciembre de 2019, el valor del peso argentino se ubicó en \$12,51, es decir un 32,05% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2018, fecha en que alcanzó un valor de \$18,41.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	M Ar\$	M\$	Efecto t/c M\$
Saldos al 31.12.2019		12,51	515.084	6.443.704	
	-1%	12,38	515.084	6.379.267	-64.437
	1%	12,64	515.084	6.508.141	64.437

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al peso argentino al cierre del período habría generado un impacto negativo en MM\$64 en la utilidad antes de impuesto de CGE y un efecto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio.

### Riesgo de variación Unidad de Fomento (UF)

En el período terminado el 31 de diciembre de 2019, CGE y sus subsidiarias mantienen un 13,86% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1,00% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2019, el resultado antes de impuestos habría disminuido en MM\$1.718 y lo contrario hubiera sucedido ante una reducción de 1,00% en la UF.

### Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado, por lo que la exposición de la Compañía a este riesgo se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 23,90% a tasa variable, por lo que se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de MM\$2.868

### Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. Para gestionar este riesgo, CGE continuamente efectúa proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir

ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus filiales.

Lo anterior posibilita que las empresas que pertenecen a CGE mantengan una adecuada gestión de activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y asegurando a la vez el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

Dicho lo anterior, un 89,70% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo.

En el siguiente cuadro se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de CGE y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo:

### Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros 2019

Cifras en M\$	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	133.211.940	380.429.099	186.169.127	0	0	699.810.166
Bonos	31.013.718	60.877.655	193.800.511	207.892.578	305.795.256	799.379.718
<b>Total</b>	<b>164.225.658</b>	<b>441.306.754</b>	<b>379.969.638</b>	<b>207.892.578</b>	<b>305.795.256</b>	<b>1.499.189.884</b>
Porcentualidad	11%	30%	25%	14%	20%	100%



### Riesgo de crédito de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

---

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario, lo que junto con lo atomizada de la cartera de clientes, reduce aún más la probabilidad de incobrabilidad.

### Restricciones financieras

---

CGE y sus subsidiarias han convenido con bancos acreedores y tenedores de bonos, covenants financieros medidos sobre la base de los Estados Financieros.

Al cierre de los Estados Financieros Consolidados, al 31 diciembre de 2019, la Compañía y sus subsidiarias incluidas en los Estados Financieros Consolidados se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

### Seguros

---

Para cubrir siniestros con posibles afectaciones a terceros y daños en las instalaciones, la Sociedad cuenta con pólizas de seguros con amplias coberturas para sus principales activos y riesgos operacionales. En 2019 los seguros vigentes se resumen en las pólizas de responsabilidad civil, daños materiales, pérdida de beneficios y terrorismo, además de seguros vehiculares, incluido responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles, entre otros.

### Clientes

---

Al 31 de diciembre de 2019, no existen clientes que concentren más del 10% de los ingresos.

### Proveedores

---

CGE S.A al cierre del período tiene tres proveedores que concentran más del 10% del total de las compras efectuadas en el período por el suministro de bienes y servicios del segmento. A continuación se detallan:

- ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
- ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.
- COLBÚN S.A.

## Política de dividendos

Para el ejercicio 2020, el Directorio tiene la intención de distribuir, a lo menos, un dividendo provisorio pagadero en el mes de noviembre de ese mismo año, el que junto con el dividendo definitivo que apruebe la Junta Ordinaria de Accionistas –a celebrarse en 2021- no podrá ser inferior al 30% de la utilidad distributable del ejercicio.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

### Dividendos

---

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2018, se aprobó el pago del dividendo definitivo N°4 de \$20,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2018, por un total de \$39.821 millones.

En Sesión extraordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2018, se aprobó el pago del dividendo provisorio N°5 de \$10,00 por acción con cargo a las utilidades

del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 29 de noviembre de 2018, por un total de \$20.199 millones.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 17 de abril de 2019, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 6 de \$ 2,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2019, por un total de M\$ 4.039.794.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2019, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 7 de \$ 4,0 por acción

con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 28 de noviembre de 2019, por un total de M\$ 8.079.588.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de noviembre de 2019, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 8 de \$ 60,0 por acción con cargo a utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 12 de diciembre de 2019, por un total de M\$ 121.193.814.

El Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril de 2020, el

reparto de un dividendo definitivo de \$10,0 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2019.

De ser aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2019 representarían 32,15% de la utilidad líquida distribuible. Los montos correspondientes al dividendo provisorio y al dividendo definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

El siguiente cuadro muestra los dividendos pagados por acción en cada año calendario para CGE:

Sociedad	N° dividendo	Tipo	Fecha de Pago	\$ por acción	Cantidad de acciones con derecho a la fecha de pago	Monto total del dividendo M\$
CGE	4	Definitivo	30-04-18	20,00	1.991.046.911	39.820.938
CGE	5	Provisorio	29-11-18	10,00	2.019.896.893	20.198.969
CGE	6	Definitivo	30-04-19	2,00	2.019.896.893	4.039.794
CGE	7	Provisorio	28-11-19	4,00	2.019.896.893	8.079.588
CGE	8	Eventual	12-12-19	60,00	2.019.896.893	121.193.814

## Dividendos pagados

El siguiente cuadro muestra los dividendos pagados por acción en cada año calendario para CGE:

Dividendos pagados por acción valor histórico	
Fecha de pago	(\$)
2017	23,00
2018	30,00
2019	66,00

## Utilidad distribuible

Al depurar la utilidad del ejercicio en conformidad a lo dispuesto por la CMF, se determina la utilidad distribuible de la siguiente forma:

Utilidad distribuible	M\$
Ganancia y/o pérdida atribuida a los propietarios de la controladora	87.961.357
Pérdidas acumuladas	-
Utilidad líquida distribuible	87.961.357

## Distribución de utilidades

El Directorio propone distribuir la "Ganancia atribuible a los propietarios de la Controladora" ascendente a \$87.961 millones, en la siguiente forma:

	M\$
A cubrir dividendos provisorios N°7 del 28 de noviembre de 2019	8.079.588
A pagar dividendo definitivo	20.198.969
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros art. 80 Ley N°18.046	59.682.800
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	87.961.357

## Utilidad repartida con cargo al ejercicio de cada año

A continuación, se muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo, considerando que, para el caso del año 2019, supone la aprobación por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas del dividendo definitivo a proponer.

Año	Utilidad repartida con cargo al ejercicio de cada año a valor histórico en (M\$)	Porcentaje de la utilidad del ejercicio
2017	55.710.372	31,1%
2018	24.238.763	71,5%
2019	28.278.557	32,15%

## Capital y reservas

Al 31 de diciembre de 2019 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE asciende a 2.019.896.893 y el "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" alcanza a \$1.778.043 millones, lo que corresponde a un valor libro de \$880,26 por acción a igual fecha. El precio de cierre de la acción de CGE en la Bolsa de Comercio de Santiago, al 31 de diciembre de 2019, fue de \$528,93, es decir, 0,6009 veces el valor libro.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas, la distribución de la Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora que se propone, el capital y fondo de reserva de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 quedarían constituidos como sigue:

Capital y reservas	M\$
Capital emitido	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas	197.589.563
Otras reservas	39.984.353
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.776.178.475

Esta distribución considera la reversión de la provisión de dividendos mínimos por un monto de \$ 18.334 millones.

## Información del Directorio

En Sesión Ordinaria de Directorio celebrada con fecha 25 de septiembre de 2018, luego de informarse acerca de la renuncia al cargo formulada por los señores Manuel García Cobaleda y Eduardo Morandé Montt, se procedió a designar en su reemplazo, y hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, a doña Rita Ruiz de Alda Iparraguirre y a doña María del Valle Higuera Rabadan, quienes estando presentes en la reunión aceptaron su designación declarando no tener inhabilidades para ejercer el cargo.

En Junta Ordinaria de Accionistas de CGE realizada el 17 de abril de 2019, en conformidad a lo establecido en la ley y en los estatutos sociales, se procedió a elegir a los integrantes del Directorio de la Compañía, el que se compone de cinco miembros titulares, con una duración de tres años en sus funciones.

De esta forma, el Directorio quedó conformado por:

Sr. Antonio Gallart Gabás	Presidente
Sr. Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente
Sra. Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Directora
Sra. María del Valle Higuera Rabadan	Directora
Sr. Luis Zarauza Quirós	Director

### Remuneraciones percibidas por los directores de CGE S.A.

Las remuneraciones percibidas por los directores de CGE, RUT 76.411.321-7, en el ejercicio 2019 son las siguientes:

Nombre	Cargo	2018	2019
		Dieta Directorio M\$	Dieta Directorio M\$
Antonio Gallart Gabás	Presidente	88.335	41.517
Carlos Álvarez Fernández	Vicepresidente	24.937	25.568
José Enrique Auffray García	Director	6.169	-
Manuel García Cobaleda	Director	18.631	-
Eduardo Morandé Montt	Director	18.631	-
Luis Zarauza Quirós	Director	15.238	25.568
María del Valle Higuera Rabadan	Director	6.306	21.253
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director	6.306	21.253
<b>Totales</b>		<b>184.553</b>	<b>135.159</b>

### Remuneraciones y Gastos del Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de CGE realizada el 17 de abril de 2019, de conformidad con lo establecido en los estatutos y en la Ley sobre Sociedades Anónimas, se estableció la remuneración del Directorio en los siguientes términos:

Una remuneración fija mensual, a todo evento, equivalente a 76,5 unidades de fomento para cada integrante del Directorio, correspondiéndole al Presidente un equivalente a 1,5 veces dicha cantidad.

Durante el ejercicio 2019, el Directorio de la Compañía no contrató servicios con la firma auditora a cargo de la auditoría de los estados financieros.

## Propiedad y control de la Compañía

El capital de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 se divide en 2.019.896.893 acciones, suscritas y pagadas, correspondientes a un voto por acción, repartidas entre **4.375** accionistas, incluidos aquellos que figuran en la lista de depositantes de acciones registrados a nombre de las empresas de depósito y/o custodia de valores (Ley N°18.876), siendo los 12 mayores accionistas los siguientes:

Correlativo	Nombre o Razón Social	RUT	Acciones	% Participación
1	Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile. <sup>(1)</sup>	59.220.550-5	1.939.979.249	96,04
2	Inversiones Oro Limitada.	96.611.120-8	5.751.820	0,28
3	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	3.030.139	0,15
4	Sociedad Inmobiliaria e Inversiones Ruta Ltda.	77.858.190-6	2.325.846	0,12
5	Inversiones Tacora Limitada.	78.241.260-4	1.951.328	0,10
6	Datzira Sagalas Juan	4.355.487-5	1.679.995	0,08
7	Quest Acciones Chile Fondo de Inversión	76.048.162-9	1.588.114	0,08
8	Mena Díaz José Humberto	3.633.277-8	1.351.676	0,07
9	Inversiones Guallatiri Limitada	77.153.180-6	1.194.475	0,06
10	Santander Corredores de Bolsa Limitada.	96.683.200-2	1.165.928	0,06
11	Au Wong Francisco	3.819.343-0	1.072.645	0,05
12	De Bernardi Benito	48.053.159-0	946.780	0,05
<b>Total</b>			<b>1.962.037.995</b>	<b>97,14</b>

*(1) Según escritura pública de fecha 16 de enero de 2019, ante notaría de Juan Martín Urrejola, se cambia razón social de Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile, a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile.*

### Propiedad de los ejecutivos principales y directores

Al 31 de diciembre de 2019, ninguno de los ejecutivos principales y directores de la Compañía participa en la propiedad del emisor para el período que se informa.

## Estructura de control

### Accionistas que poseen el 10% o más del Capital de CGE

En conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley 18.045, Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile (antes denominada Gas Natural Fenosa Internacional, S.A. Agencia en Chile) controla directamente el 96,04%, de las acciones de CGE.

Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile, es una agencia de Naturgy Inversiones Internacionales, S.A., antes denominada Gas Natural Fenosa Internacional, S.A., sociedad que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por

Naturgy Energy Group, S.A. (antes Gas Natural SDG, S.A.).

Naturgy Energy Group, S.A cuenta con más de 70 mil accionistas, siendo los principales los siguientes: Critería Caixa, S.A.U., en adelante "Grupo Caixa", que de manera directa posee el 20,8% y en forma indirecta el 3,7%, a través de Energía Boreal 2018, S.A.; Rioja Acquisition S.á.r.l. con 20,4% y el fondo de inversión estadounidense Global Infrastructure Partners (GIP), con el 20,3%. En el restante 34,9% de la propiedad accionaria de Naturgy Energy Group, participan el sector institucional, que concentra el 23,2% de las acciones; el Retail, con un 7,6% y Sonatrach Gas Comercializadora S.A.U., con el 4,1%. Al 31 de diciembre de 2019 no hay pactos de control conjunto suscritos.



### Identificador del controlador

RUT	Accionista	Acciones	% Participación
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile(*)	1.939.979.249	96,04%
	Minoritarios	79.917.644	3,96%
	<b>Total</b>	<b>2.019.896.893</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Según escritura pública de fecha 16 de enero de 2019, ante notaría Juan Ricardo San Martín Urrejola, se cambia la razón social de Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile, a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile.

## Transacción de acciones

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30, se informa que no se registraron transacciones durante el período 2019 por parte del presidente, directores, gerente general, gerentes ni ejecutivos principales.

## Transacciones en los mercados bursátiles

La estadística trimestral sobre las transacciones bursátiles de los últimos dos años de la acción de la Compañía (Nemotécnico: CGE), efectuadas en la Bolsa de Santiago, Bolsa de Valparaíso (\*\*\*) y Bolsa Electrónica es la siguiente:

Transacción de acciones	N° Acciones transadas	Monto total transado en M\$	Precio promedio (\$)	Presencia bursátil <sup>(*)</sup> (%)
Primer trimestre 2018	96.843	68.630	708,68	1,67
Segundo trimestre 2018	204.548	150.584	736,18	1,11
Tercer trimestre 2018	1.638.837	949.538	579,40	1,67
Cuarto trimestre 2018	588.363	336.929	572,65	3,33
Primer trimestre 2019	165.661	97.104	586,16	2,78
Segundo trimestre 2019	315.343	173.001	548,61	3,33
Tercer trimestre 2019	236.236	139.025	588,50	2,78
Cuarto trimestre 2019	1.180.381	674.219	571,19	8,33

(\*) Presencia Bursátil calculada de acuerdo a la Norma de Carácter General N° 327 del 17/01/2012, de la Comisión para el Mercado Financiero. Considera las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valparaíso hasta el día anterior a las fechas indicadas. Las acciones de CGE a partir del 23/12/2019 son consideradas Valores con presencia bursátil de acuerdo a la NCG N° 327 de la CMF en atención a que con dicha fecha cuenta con Market Maker.

(\*\*) La Bolsa de Corredores - Bolsa de Valores, en Liquidación operó hasta el 5 de octubre de 2018.

## Audidores externos y comentarios de accionistas

### Audidores independientes

Los Estados Financieros de CGE correspondientes al ejercicio 2019 fueron auditados por la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA., designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 17 de abril de 2019.

### Comentarios y proposiciones de accionistas

La Compañía informa que, al 31 de diciembre de 2019, los accionistas no formularon comentarios ni proposiciones relativos a la marcha de los negocios sociales, de acuerdo y para los efectos de lo prescrito en el inciso 3° del artículo N°74 de la Ley N°18.046.



CGE Memoria Anual 2019

# Principales Negocios de CGE

---





Malla CGE 64

**Actividad de Distribución Eléctrica 66**

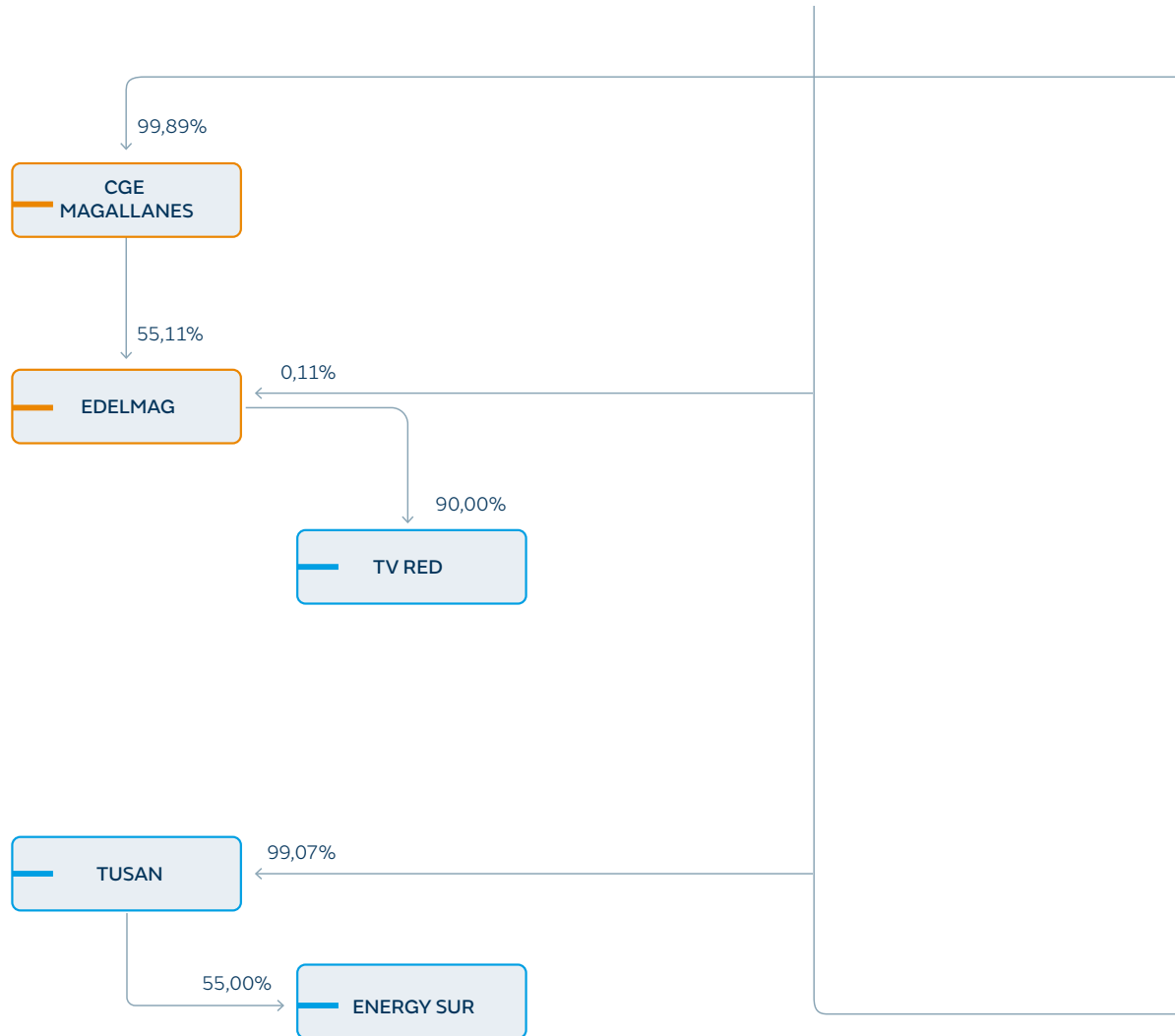
EDELMAG 66

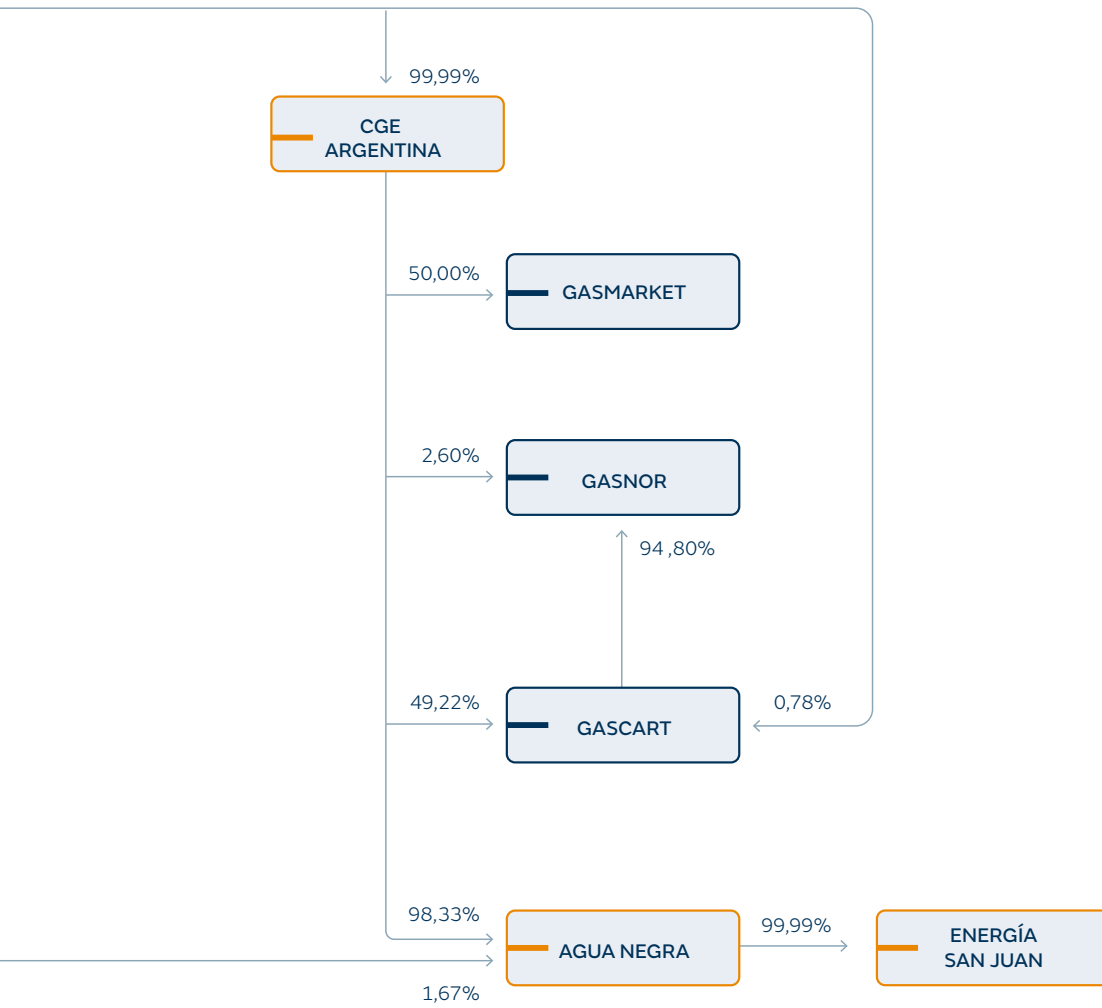
Energía San Juan 67

**Actividad de Servicios 68**

TUSAN 68

## Malla CGE





— SECTOR ELÉCTRICO   
 — SECTOR SERVICIOS   
 — SECTOR GAS

## Actividad de distribución eléctrica



### Presidente

Sr. Jorge Jordan Franulic

### Directores

Sr. Matías Hepp Valenzuela  
Sra. Constanza Corvillón Achondo  
Sr. Francisco Sánchez Hormazábal  
Sr. Gonzalo Soto Serdio  
Sr. Rafael Salas Cox  
Sra. Edilia Mancilla Caro

### Gerente General

Sr. Carlos Eduardo Yáñez Antonucci

### Naturaleza jurídica

Sociedad anónima abierta

### Participación CGE

Directa 0,11%  
Indirecta 55,11%

### RUT

88.221.200-9

### Objeto social

a) Explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y autorizaciones respectivas.

b) Comprar, vender, distribuir, importar, exportar y, en general, comercializar por cuenta propia o ajena todo tipo de productos o bienes muebles, ya sean del objeto social indicado en la letra anterior o agrícolas, ganaderos, pesqueros, forestales, mineros, comerciales, de transportes, y computacionales; y la prestación de servicios, o asesoría técnica, en materias similares o complementarias a las antes enunciadas.

c) Adquisición, arriendo, construcción, proyección, montaje de instalaciones de generación, transformación, distribución o comercialización de energía eléctrica para usos industriales, agrícolas, domésticos, de alumbrado o cualquier otro, y las actividades anexas que complementen las anteriores.

d) Organizar, constituir, modificar, incorporarse o formar parte de sociedades, ya sea en el país o en el extranjero, cuyos objetivos sociales sean similares o complementarios a los indicados en las letras anteriores, pudiendo suscribir capitales, adquirir y enajenar acciones y efectuar aportes de dinero, especies y/o servicios.



### Empresa Eléctrica de

**Magallanes S.A. (EDELMA)** 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 2019, EDELMAG contaba con 63.573 clientes y un crecimiento de 2,5% respecto del año anterior. La energía suministrada fue de 317.966 MWh, lo que representa un incremento de 2,6%. Su infraestructura está compuesta de 8,5 km. de líneas de AT, 513 km. de líneas de MT y 700 km. de líneas de BT. Posee 1.315 subestaciones de distribución de MT/BT. La potencia instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel es de 117,5 MW. Las pérdidas de energía alcanzaron al 5,9%.

Durante 2019, las inversiones totalizaron M\$4.022.253, para las áreas de generación y distribución.

En el ámbito de generación, las iniciativas incluyeron obras

de inversión y mantenimientos mayores destinados al mejoramiento de equipos e instalaciones, modernización de sistemas de control y protección de unidades generadoras, además de mantenimientos mayores que estaban programadas para 2019.

En el ámbito de distribución se ejecutaron 45 iniciativas. Se conectó a los habitantes de Punta Prat en Puerto Natales a la red de distribución de EDELMAG. Dentro de los trabajos de mantención se cuenta la revisión y mantención de las líneas de interconexión de 66 kV y 23 kV de Punta Arenas, además de equipos, subestaciones de distribución, sectores de baja tensión, equipos de control, de protección y maniobras con termográficas y drones en la totalidad de los sistemas eléctrico; y podas de árboles en distintos puntos de Punta Arenas y Puerto Natales.

2019	MM\$
Ebitda	14.848.
Utilidad	6.527
Activos	80.095
Pasivos	28.477
Patrimonio Neto	51.619

**Presidente**

Sr. Horacio Cristiani

**Directores**

Sr. Alberto González Santos

Sr. Jorge Teich

Sr. Gabriel Wilkinson

Sr. Uriel O'Farrell

**Gerente General**

Sr. Eduardo Tejada

**Naturaleza jurídica**

Sociedad anónima argentina

**Participación CGE**

98,30% Indirecta

**CUIT**

30-68168854-0

**Objeto social**

Distribución de energía eléctrica



**Energía San Juan S.A. (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 2019 es de 237.288, lo que implica un crecimiento de 2,0% respecto del mismo período del año 2018. La energía suministrada en el ejercicio fue de 1.598 GWh, inferior en 1,9% al año anterior.

La infraestructura de distribución de electricidad de ENERGÍA SAN JUAN cuenta con 64 km. de líneas de alta tensión, 4.499 km. de líneas de media tensión, 5.198 km. de líneas de baja tensión y 6.118 subestaciones de distribución de MT/BT, con una potencia instalada de 883 MVA. Con respecto del nivel de pérdidas de energía, estas alcanzaron el 11,40% al cierre del ejercicio 2019.

Durante el año 2019, la tarifa media a usuarios finales de ENERGÍA SAN JUAN experimentó un aumento del 38,19 %, solo por efecto de los incrementos de VAD, como resultado de dos Revisiones Tarifarias Extraordinarias realizadas durante el año.

En el período se efectuaron inversiones por MM Ar\$506, destinadas a la ampliación y mejoramiento del sistema eléctrico de la Compañía. ENERGÍA SAN JUAN generó una pérdida por MM Ar\$ 44 en el año 2019.

	MM Ar\$
Ebitda	1.054
Utilidad	(44)
Activos	4.535
Pasivos	(4.474)
Patrimonio Neto	(61)

## Actividad de Servicios



### Presidente

Sr. Gonzalo Soto Serdio

### Directores

Sr. Rafael Salas Cox

Sr. Francisco Sánchez Hormazábal

### Gerente General

Sr. Augusto Wiegand Puysegur

### Naturaleza jurídica

Sociedad anónima cerrada

### Participación CGE

99,99% (directa e indirecta)

### RUT

86.386.700-2

### Objeto social

a) La fabricación, reparación, armaduría, importación, exportación, arrendamiento, mantención, comercialización y explotación en cualquiera de sus formas de todo tipo de transformadores eléctricos y de artículos, elementos, accesorios, equipos y artefactos energéticos, para uso doméstico o industrial, todo por sí o por cuenta de terceros; como asimismo la prestación de servicios o asesorías relacionadas con esas.

b) La realización de inversiones en toda clase de bienes corporales o incorporeales, muebles o inmuebles, tales como bonos, debentures, acciones, cuotas o derechos en sociedades y cualquier clase de títulos o valores mobiliarios, con la facultad de administrar dichas inversiones, siempre que estas inversiones constituyan o digan relación directa o indirectamente con las actividades a que se refiere la letra a) anterior.

c) Constituir, adquirir, integrar como asociada o en otra forma, directamente o con terceros, sociedades o instituciones de cualquier clase o naturaleza, tanto en Chile como en el extranjero, relacionadas directa o indirectamente con las actividades señaladas en la letra a) anterior.

d) La prestación de todo tipo de servicios de consultoría y asesoría en materias financieras, económicas, contables, de estrategia corporativa y marketing, y de administración de empresas.



### Transformadores Tusan S.A.

(TUSAN) es uno de los principales fabricantes de transformadores eléctricos en Chile. A partir de 1983, diseña, produce y comercializa transformadores monofásicos desde 3 kVA hasta transformadores de poder trifásicos de clase 154 kV y 60 MVA.

Además, ofrece subestaciones unitarias del tipo *pad-mounted*, encapsuladas y transportables, y proporciona asesoría y servicios a terceros en el área de ingeniería eléctrica de potencia, incluyendo mantención, reparación, transporte y montaje de transformadores.

### Inversiones

En el año 2019 TUSAN invirtió \$49 millones principalmente en equipos de medición para sus áreas de servicios externos y laboratorios y para mejorar las instalaciones de la fábrica.

	MM\$
Ebitda	(485)
Utilidad	(557)
Activos	15.569
Pasivos	3.654
Patrimonio Neto	11.915



CGE Memoria Anual 2019

# Estados Financieros Consolidados

---





Informe Auditores Independientes	72
Estado Consolidado de la Situación Financiera Clasificado	74
Estado Consolidado de Resultados por Función	76
Estado Consolidado de Resultados Integral	77
Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio Neto	78
Estado de Flujo de Efectivo por Método Directo	80

# Informe de los auditores independientes



EY Chile  
Avda. Presidente  
Riesco 5435, piso 4,  
Las Condes, Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000  
www.eychile.cl

## Informe del Auditor Independiente

Señores  
Accionistas y Directores  
Compañía General de Electricidad S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

### Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

### **Opinión**

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Oscar Gálvez R.  
EY Audit SpA

Santiago, 28 de enero de 2020

## Estado Consolidado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo	56.197.328	4.807.944
Otros activos financieros	11.855.252	5.602.860
Otros activos no financieros	7.670.519	1.405.365
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	415.037.907	380.546.708
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3.012.174	12.526.434
Inventarios	7.597.649	8.718.442
Activos por impuestos	27.448.199	33.560.936
<b>Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>	<b>528.819.028</b>	<b>447.168.689</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	512.793	512.793
<b>Total activos corrientes</b>	<b>529.331.821</b>	<b>447.681.482</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros activos financieros	6.715.436	175.001
Otros activos no financieros	8.280	40.090
Cuentas por cobrar	140.807.424	19.010.290
Inventario	0	996.293
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	29.316.552	9.782.703
Activos intangibles distintos de la plusvalía	870.587.122	895.217.367
Plusvalía	221.288.274	224.570.636
Propiedades, planta y equipo	1.934.697.386	1.973.452.022
Propiedad de inversión	8.402.041	9.831.059
Activos por impuestos diferidos	1.756.206	6.177.147
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>3.213.578.721</b>	<b>3.139.252.608</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>3.742.910.542</b>	<b>3.586.934.090</b>

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros	128.034.882	187.647.931
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	224.197.455	226.470.636
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	47.663.392	2.871.495
Otras provisiones	19.116.946	23.254.135
Provisiones por beneficios a los empleados	4.218	7.668
Otros pasivos no financieros	20.093.023	19.902.730
Pasivos por arrendamientos	2.795.835	0
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>441.905.751</b>	<b>460.154.595</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros	1.111.484.393	1.094.284.859
Cuentas por pagar	144.534.651	202.257
Otras provisiones	719.484	923.249
Pasivo por impuestos diferidos	186.363.758	155.639.908
Provisiones por beneficios a los empleados	32.709.539	31.664.717
Pasivos por arrendamientos	4.669.872	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.480.481.697</b>	<b>1.282.714.990</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.922.387.448</b>	<b>1.742.869.585</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital emitido	1.538.604.559	1.541.487.324
Ganancias (pérdidas) acumuladas	199.453.834	257.886.018
Acciones propias en cartera	0	(2.882.677)
Otras reservas	39.984.353	5.745.771
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.778.042.746	1.802.236.436
Participaciones no controladoras	42.480.348	41.828.069
<b>Total patrimonio</b>	<b>1.820.523.094</b>	<b>1.844.064.505</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>3.742.910.542</b>	<b>3.586.934.090</b>

## Estado Consolidado de Resultados por Función

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	1.800.538.688	1.673.502.310
Costo de ventas	(1.501.187.228)	(1.428.281.638)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>299.351.460</b>	<b>245.220.672</b>
Otros ingresos, por función	221.255	404.758
Gasto de administración	(124.107.036)	(131.474.963)
Otros gastos, por función	(6.326.955)	(6.999.902)
Otras ganancias (pérdidas)	34.679.497	(39.299.493)
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales</b>	<b>203.818.221</b>	<b>67.851.072</b>
Ingresos financieros	21.426.849	9.430.959
Costos financieros	(94.195.743)	(73.922.009)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	4.220.627	0
Diferencias de cambio	(690.191)	(1.314.246)
Resultados por unidades de reajuste	(2.622.206)	(6.130.457)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>131.957.557</b>	<b>(3.959.551)</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	(45.885.546)	30.248.721
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>86.072.011</b>	<b>26.289.170</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4.805.839	9.390.975
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE</b>		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	87.961.357	33.889.642
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	2.916.493	1.665.373
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>
<b>GANANCIAS POR ACCIÓN</b>		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	43,55	16,74
Ganancia (pérdida) por acción básica	43,55	16,74
<b>CANTIDAD DE ACCIONES</b>	<b>2.019.896.893</b>	<b>2.023.984.118</b>

# Estado Consolidado de Resultados Integral

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Ganancia (pérdida)	90.877.850	35.555.015
<b>COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE NO SE RECLASIFICARÁN AL RESULTADO DEL PERÍODO, ANTES DE IMPUESTOS</b>		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	0	158.875.147
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	(3.350.440)	(462.614)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>	<b>(3.350.440)</b>	<b>158.412.533</b>
<b>COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE SE RECLASIFICARÁN AL RESULTADO DEL PERÍODO, ANTES DE IMPUESTOS</b>		
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(2.167.758)	7.336.097
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión</b>	<b>(2.167.758)</b>	<b>7.336.097</b>
<b>COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO</b>		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	4.472.958	(2.470.305)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>4.472.958</b>	<b>(2.470.305)</b>
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos</b>	<b>2.305.200</b>	<b>4.865.792</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>	<b>(1.045.240)</b>	<b>163.278.325</b>
<b>IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE NO SE RECLASIFICARÁN A RESULTADO DEL PERÍODO</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	0	(42.896.290)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	904.618	124.906
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>	<b>904.618</b>	<b>(42.771.384)</b>
<b>IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELATIVOS A COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE SE RECLASIFICARÁ AL RESULTADO DEL PERÍODO</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	(1.207.699)	666.982
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>	<b>(1.207.699)</b>	<b>666.982</b>
<b>Otro resultado integral</b>	<b>(1.348.321)</b>	<b>121.173.923</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>89.529.529</b>	<b>156.728.938</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	86.949.385	153.836.438
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas	2.580.144	2.892.500
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>89.529.529</b>	<b>156.728.938</b>

## Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	"Acciones propias en cartera " M\$	Superávit de revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2019	1.541.487.324	(2.882.677)	114.027.487	(22.846.533)
<b>CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>				
<b>Resultado integral</b>				
Ganancia (pérdida)				
Otro resultado integral		0	0	(1.714.567)
Total resultado integral	0	0	0	(1.714.567)
<b>DIVIDENDOS.</b>				
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(5.254.352)	40.504.938
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(2.882.765)	2.882.677		
Total incremento (disminución) en el patrimonio	(2.882.765)	2.882.677	(5.254.352)	38.790.371
<b>PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019</b>	<b>1.538.604.559</b>	<b>0</b>	<b>108.773.135</b>	<b>15.943.838</b>
<b>Estado de cambios en el patrimonio</b>				
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2018	1.525.052.051	(4.950.658)	0	(29.862.391)
<b>AJUSTES DE PERÍODOS ANTERIORES</b>				
Primera adopción NIIF 9 (Nota 26.6)	0	0	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0
Patrimonio reexpresado	1.525.052.051	(4.950.658)	0	(29.862.391)
<b>CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>				
<b>Resultado integral</b>				
Ganancia (pérdida)		0		
Otro resultado integral		0	115.978.857	7.015.858
Total resultado integral	0	0	115.978.857	7.015.858
<b>DIVIDENDOS.</b>				
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	21.361.643	0	(1.951.370)	0
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(4.926.370)	2.067.981		
Total incremento (disminución) en el patrimonio	16.435.273	2.067.981	114.027.487	7.015.858
<b>PATRIMONIO AL FINAL DEL EJERCICIO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018</b>	<b>1.541.487.324</b>	<b>(2.882.677)</b>	<b>114.027.487</b>	<b>(22.846.533)</b>



Reservas				Patrimonio			
Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
(1.803.323)	(1.214.630)	(82.417.230)	5.745.771	257.886.018	1.802.236.436	41.828.069	1.844.064.505
				87.961.357	87.961.357	2.916.493	90.877.850
3.265.259	(2.562.664)	0	(1.011.972)		(1.011.972)	(336.349)	(1.348.321)
3.265.259	(2.562.664)	0	(1.011.972)	87.961.357	86.949.385	2.580.144	89.529.529
			0	(151.647.893)	(151.647.893)	0	(151.647.893)
0	0	(32)	35.250.554	5.254.352	40.504.906	(1.927.865)	38.577.041
			0		(88)		(88)
3.265.259	(2.562.664)	(32)	34.238.582	(58.432.184)	(24.193.690)	652.279	(23.541.411)
<b>1.461.936</b>	<b>(3.777.294)</b>	<b>(82.417.262)</b>	<b>39.984.353</b>	<b>199.453.834</b>	<b>1.778.042.746</b>	<b>42.480.348</b>	<b>1.820.523.094</b>

Reservas				Patrimonio			
Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
0	(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	250.637.745	1.659.322.543	60.001.078	1.719.323.621
0	0	0	0	(6.488.993)	(6.488.993)	(28.602)	(6.517.595)
0	0	0	0	(6.488.993)	(6.488.993)	(28.602)	(6.517.595)
0	(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	244.148.752	1.652.833.550	59.972.476	1.712.806.026
				33.889.642	33.889.642	1.665.373	35.555.015
(1.803.323)	(1.184.665)	(59.931)	119.946.796	0	119.946.796	1.227.127	121.173.923
(1.803.323)	(1.184.665)	(59.931)	119.946.796	33.889.642	153.836.438	2.892.500	156.728.938
			0	(22.158.542)	(22.158.542)	0	(22.158.542)
0	0	(833.060)	(2.784.430)	2.006.166	20.583.379	(21.036.907)	(453.528)
			0	0	(2.858.389)	0	(2.858.389)
(1.803.323)	(1.184.665)	(892.991)	117.162.366	13.737.266	149.402.886	(18.144.407)	131.258.479
<b>(1.803.323)</b>	<b>(1.214.630)</b>	<b>(82.417.230)</b>	<b>5.745.771</b>	<b>257.886.018</b>	<b>1.802.236.436</b>	<b>41.828.069</b>	<b>1.844.064.505</b>

## Estado Consolidado de Estado de Flujo de Efectivo

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		
<b>CLASES DE COBROS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	1.961.063.591	2.012.246.035
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.809.732	7.723.227
Otros cobros por actividades de operación.	38.548.277	65.080.912
<b>CLASES DE PAGOS</b>		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.621.125.703)	(1.778.627.850)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(66.698.531)	(93.746.874)
Otros pagos por actividades de operación.	(67.742.163)	(26.971.981)
<b>OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN</b>		
Dividendos recibidos.	1.415.193	4.356.564
Intereses recibidos.	16.608.048	9.897.695
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(44.202)	4.817.508
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(11.172.131)	(4.366.954)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>253.662.111</b>	<b>200.408.282</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.	122.780.596	0
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.	(208)	0
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(8.054.838)	0
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.	(3.765.636)	0
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	9.230.633	5.997.799
Compras de propiedades, planta y equipo.	(107.398.802)	(154.376.760)
Compras de activos intangibles.	(8.575.319)	(15.243.867)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	6.890.884	4.537.394
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(442.102)	781
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>10.665.208</b>	<b>(159.084.653)</b>

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Total importes procedentes de préstamos.	500.533.768	1.337.882.509
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	74.858.836	264.801.558
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	425.674.932	1.073.080.951
Préstamos de entidades relacionadas.	35.362.663	
Pagos de préstamos.	(533.701.034)	(1.241.641.798)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(16.585.978)
Dividendos pagados.	(133.485.707)	(58.403.731)
Intereses pagados.	(81.616.245)	(63.543.063)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>	<b>(212.906.555)</b>	<b>(42.292.061)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>	<b>51.420.764</b>	<b>(968.432)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(31.380)	(1.441.796)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>51.389.384</b>	<b>(2.410.228)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	4.807.944	7.218.172
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO O EJERCICIO</b>	<b>56.197.328</b>	<b>4.807.944</b>

CGE Memoria Anual 2019

# Información de Compañías Subsidiarias y Asociadas



Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	84
Relaciones habidas con subsidiarias y asociadas	85
Información financiera resumida de subsidiarias	96

## Otros Datos de Empresas Subsidiarias y Asociadas

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (**)	Total Activos (M\$)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-19	31-12-18					
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 15.664.524	55,16%	55,16%	2,14%	80.095.444	Generación, transporte y distribución de energía eléctrica	Presidente Jorge Jordan Franulic Matias Hepp Valenzuela Constanza Corvillón Achondo Francisco Sánchez Hormazábal Gonzalo Soto Serdio Rafael Salas Cox Edilia Mancilla Caro	Carlos Yáñez Antonucci
Energía San Juan S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MAR\$ 354.962	99,99%	99,99%	1,53%	57.306.341	Distribución de energía eléctrica.	Presidente Horacio Cristiani Vicepresidente Alberto González Santos Jorge Teich Gabriel Wilkinson Uriel O'Farrell	Eduardo Tejada
CGE Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$11.576.501	99,89%	99,89%	2,21%	82.636.366	Sociedad de inversiones	Presidente Rafael Salas Cox Tomás Morales Jaureguiberry Francisco Sánchez Hormazábal	Gonzalo Soto Serdio
CGE Argentina S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 104.518.307	99,99%	99,99%	2,33%	87.066.050	Sociedad de inversiones.	Presidente Rafael Salas Cox Tomás Morales Jaureguiberry Francisco Sánchez Hormazábal	Eduardo Tejada (representante legal)
Agua Negra S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MAR\$ 264.930	99,99%	99,99%	0,02%	817.085	Sociedad de inversiones.	Presidente Horacio Cristiani Vicepresidente Alberto González Santos Jorge Teich	Eduardo Tejada (representante legal)
Transformadores Tusan S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 3.333.729	99,07%	99,07%	0,42%	15.568.886	Fabricación y venta de transformadores y equipos eléctricos	Presidente Gonzalo Soto Serdio Francisco Sánchez Hormazábal Rafael Salas Cox	Augusto Wiegand Puysegur
Energy Sur S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 129.526	54,49%	54,49%	0,05%	1.915.744	Servicios de mantención, diagnóstico y ensayo de transformadores.	Presidente Gonzalo Soto Serdio Rafael Salas Cox Augusto Wiegand Puysegur Eric Grüter Grimal Guillermo Hayes	Guillermo Hayes Morales
TV Red S.A. (Edelmag)	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 755.284	49,60%	49,60%	0,09%	3.464.955	Servicio de televisión por cable.	Presidente Jorge Jordan Franulic Gonzalo Soto Serdio Matias Hepp Valenzuela Rafael Salas Cox Carlos Yáñez Antonucci	Carlos Yáñez Antonucci
Gascart S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MAR\$ 781.794	50,00%	0,00%	0,69%	25.662.605	Sociedad de inversiones.	Presidente Alberto González Santos Vicepresidente Horacio Cristiani Gabriel Wilkinson Rafael Salas Cox	Hugo Calegari (representante legal)
Gasnor S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MAR\$ 830.908	50,00%	0,00%	0,04%	1.372.054	Sociedad de inversiones.	Presidente Alberto González Santos Vicepresidente Horacio Cristiani Jorge Teich Gabriel Wilkinson Rafael Salas Cox Gonzalo Soto Serdio	Hugo Calegari
Gasmarket S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MAR\$ 3.299	50,00%	0,00%	0,06%	2.281.893	Comercializadora de gas natural y, venta de materiales y equipos relacionados	Presidente Alberto González Santos Vicepresidente Horacio Cristiani	-

(\*) Director de la Sociedad Matriz CGE S.A.

(\*\*) Gerente o Ejecutivo de la Sociedad Matriz CGE S.A.

(\*\*\*) Para las subsidiarias, corresponde al Total de Activos de la subsidiaria dividido por los Activos Consolidados de CGE S.A., mientras que para las asociadas corresponde al Valor Patrimonial de la Inversión en dicha empresa dividido por los Activos Consolidados de CGE S.A.

## Relaciones Habidas con Subsidiarias y Asociadas

### Compañía General de Electricidad S.A.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019	01-01-2018		
						31-12-2019	31-12-2019	31-12-2018	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	653	653
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	609.377	609.377	567.797	567.797
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	22.358	22.358	0	0
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	142.379	(142.379)	208.326	(208.326)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	506	506	62.329	62.329
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	979	979
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	35.211	(35.211)	33.424	(33.424)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$	6.703.756	(6.703.756)	5.476.186	(5.476.186)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	2.258	2.258	2.203	2.203
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	366.217	366.217	30.098	30.098
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos microinformáticos	CL \$	40.719	40.719	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso servicio de comunicación	CL \$	12.077	12.077	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso servicio de impresión	CL \$	1.105	1.105	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso servicios informáticos	CL \$	11.975	11.975	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	918	918	584	584
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	9.815	(9.815)	6.416	(6.416)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de vehículos	CL \$	0	0	5.168	(5.168)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	0	0	22.427.227	(3.673.194)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios administración de bodega	CL \$	0	0	1.455.460	(1.455.460)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	772	(772)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	0	0	13.058	13.058
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	5.131	5.131
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de materiales	CL \$	0	0	36.160	36.160
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	575.519	575.519
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	111.515	111.515	22.177	22.177
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	137.048	137.048	288.912	288.912

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019 31-12-2019		01-01-2018 31-12-2018	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	640.225	640.225	524.481	524.481
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de gestión comercial	CL \$	11.780	11.780	15.376	15.376
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses venta de activo fijo	CL \$	19.770	19.770	200.445	200.445
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	903.318	903.318	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de activo fijo	CL \$	1.857.681	1.857.681	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	3.423.204	(3.423.204)	3.193.505	(3.193.505)
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activo fijo	CL \$	514.407	0	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	3.514	(3.514)	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	69.924	69.924	111.585	111.585
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses préstamo	CL \$	19.770	19.770	84.022	84.022
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	0	0	69.609	69.609
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	48.826	48.826
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de gestión comercial	CL \$	0	0	156.021	156.021
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	58.823	58.823
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	0	0	19.738	19.738
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	196.539	196.539
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	0	0	26.042	26.042
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	26.227	26.227
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de gestión comercial	CL \$	0	0	74.545	74.545
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	62.099	62.099
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	0	0	1.369	(1.369)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	14.228	14.228



R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019 31-12-2019		01-01-2018 31-12-2018	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	0	0	34.520	34.520
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	32.889	32.889
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de gestión comercial	CL \$	0	0	108.779	108.779
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	42.550	42.550
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	33.271	33.271
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	0	0	4.227	(4.227)
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de gestión comercial	CL \$	108.407	108.407	105.718	105.718
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	9.535	9.535	27.903	27.903
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos microinformáticos	CL \$	48.756	48.756	0	0
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL \$	318.551	318.551	0	0
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	CL \$	0	0	82.332	(82.332)
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	184.970	(184.970)	109.237	(109.237)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Gestión de proyectos	CL \$	0	0	76.185	(76.185)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	3.518	0	38.388	0
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento líneas y redes	CL \$	102.029	(102.029)	85.696	(85.696)
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	0	0	110.863	(110.863)
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	263.354	(263.354)	2.635.289	(2.635.289)
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	9.798	9.798	23.075	23.075
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	350.782	350.782	319.608	319.608
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL \$	46.843	46.843	66.666	66.666
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	210.922	210.922	332.787	332.787
76.524.282-7	Global Power Generation Chile SpA.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de comunicación	CL \$	1.137	1.137	0	0
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	53.999	(53.999)	40.739	(40.739)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades	CL \$	0	0	4.199.190	(4.199.190)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activo fijo	CL \$	0	0	530.776	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	46.756	(46.756)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	0	0	13.527	(13.527)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019		01-01-2018	
						31-12-2019	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	31-12-2018	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	1.809	1.809
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	0	0	202.909	(202.909)
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	0	0	21	(21)
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL \$	396.961	396.961	0	0
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	303.679	303.679	21.080	21.080
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz Común	Servicios informáticos	CL \$	747.593	(85.117)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	0	0	27.458	27.458
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	0	0	49.653	(49.653)
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	2.068	2.068	2.564	2.564
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos microinformáticos	CL \$	833.434	(833.434)	1.325.689	(1.325.689)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios informáticos	CL \$	13.365.189	(13.365.189)	20.795.810	(20.795.810)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio de comunicación	CL \$	207.748	(207.748)	532.297	(532.297)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio de impresión	CL \$	32.545	(32.545)	62.763	(62.769)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.746	1.746	2.937	2.937
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Administración de bodega	CL \$	37.031	37.031	11.020	11.020
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Pago préstamo recibido	CL \$	0	0	20.120.000	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	73.902	73.902
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	90.826	(90.826)	39.318	(39.318)
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	1.565	1.565
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	0	0	27.762	(27.762)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	2.000	0	74.243	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Gestión de proyectos	CL \$	0	0	3.672	(3.672)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	36.007	36.007	2.734	2.734

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019	01-01-2018		
						31-12-2019	31-12-2018	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	3.699	3.698	3.563	3.563
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento líneas y redes	CL \$	36.317	(36.317)	124.598	(124.598)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL \$	2.586.285	(16.361)	366.792	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	678	678	1.403	1.403
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	4.217	(4.217)	29.891	(29.891)
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz Común	Préstamo recibido	CL \$	0	0	90.000.000	0
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz Común	Préstamo pagado	CL \$	0	0	90.000.000	0
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz Común	Intereses préstamo	CL \$	0	0	2.198.800	(2.198.800)
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de comunicación	CL \$	1.980	1.980	0	0

## CGE Magallanes S.A.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019		01-01-2018	
						31-12-2019	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	31-12-2018	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL\$	475.710	(475.710)	124.821	(124.821)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL\$	71.152.180	0	60.563.255	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL\$	68.549.868	0	58.909.288	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL \$	2.395.460	0	736.485	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	2.102.403	0	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL\$	0	0	109.237	109.237
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL\$	184.971	184.971	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	0	0	901	(901)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Cobrados	CL \$	35.211	35.211	33.425	33.425
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL\$	221.494	(221.494)	248.667	(248.667)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	48.180	(48.180)	47.015	(47.015)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL\$	0	0	8.571	(8.571)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL\$	7.607	(1.100)	32.357	(32.357)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL\$	9.535	(9.535)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informaticos	CL\$	484.815	(484.815)	809.043	(809.043)

## CGE Argentina S.A.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019	01-01-2018		
						31-12-2019	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	31-12-2018
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	1.740.284	0	5.804.742	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL \$	5.505.202	0	5.160.183	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	609.377	(609.377)	567.797	(567.597)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	0	0	652	(652)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	48.181	(48.181)	46.992	(46.992)

## Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (\*)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019 31-12-2019		01-01-2018 31-12-2018	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	3.514	3.514	2	2
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	69.924	(69.924)	111.587	(111.587)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	16.739	(16.739)	22.176	(22.176)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Compra de Activo Fijo	CL \$	19.770	(19.770)	200.445	(200.445)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	726.418	(726.418)	727.664	(727.664)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CL \$	11.780	(11.780)	59.976	(59.976)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	3.107.435	3.107.435	3.193.505	3.193.505
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	0	0	14.279	(14.279)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	899.565	(899.565)	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	1.857.681	(1.767.941)	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Venta de activo fijo	CL \$	514.407	514.407	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	75.999	(75.999)	140.325	(140.325)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	477	(477)	1.152	(1.152)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	205	205	191	191
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía	CL \$	9	(9)	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	102.954	(102.954)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	0	0	1.604	(1.604)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	204.887	204.887
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	90.826	(90.826)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	0	0	3.571	(3.571)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	312.961	312.961
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	117.373	(117.373)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	0	0	3.835	(3.835)

(\*) El 1 de octubre de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de la totalidad de su participación accionaria en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

## Transformadores Tusan S.A.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019 31-12-2019		01-01-2018 31-12-2018	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	0	0	4.098.720	2.607.503
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	0	0	4.504	(4.504)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Préstamos otorgados	CL \$	2.497.193	0	1.727.546	0
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	2.574.479	2.574.479	367.039	367.039
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	4.205	4.205	37.553	37.553
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	3.698	(3.698)	3.563	(3.563)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	735	(735)	1.403	(1.403)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Recaudación de préstamos	CL \$	2.683.728	0	8.111.037	0
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	170.975	170.975	382.001	382.001
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL \$	11	(11)	6	(6)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	17.112	(17.112)	13.392	(13.392)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	36.007	(36.007)	2.734	(2.734)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	26.962	(26.962)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	0	0	36.477	36.477
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL \$	0	0	1	(1)
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	660	660	1.309	1.309
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	89.744	89.744	105.588	105.588
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	477	477	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	28.106	(28.106)	41.325	(41.325)

## Sociedad de Computación Binaria S.A.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2018 31-12-2018		01-01-2017 31-12-2017	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	32.409	32.409	103.249	103.249
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	31.040	31.040	26.422	26.422
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	13.056	13.056	35.493	35.493
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	2.409	2.409	0	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	68	68	539	539
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	216.811	(216.811)	423.068	(423.068)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	0	0	23.882	23.882
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	0	0	203.996	203.996
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL \$	0	0	48.862	(48.862)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	0	0	481	481
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	0	0	12.122	12.122
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	1.148.686	1.148.686	1.148.686	1.148.686
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	20.979.133	20.979.133	20.979.133	20.979.133
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	2.676	2.676	56.896	56.896
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	4.888	4.888	14.615	14.615
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	0	0	73.902	(73.902)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	75.129	75.129	39.319	39.319
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	2.695	(2.695)	2.695	(2.695)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	549.295	549.295	549.295	549.295
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL \$	31.440	(31.440)	549.295	549.295
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	1.494	(1.494)	549.295	549.295
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por servicio de impresión	CL \$	207.400	207.400	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	0	0	696.716	696.716
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	0	0	30.731	30.731
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	0	0	10.227	10.227



R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2018 31-12-2018		01-01-2017 31-12-2017	
						Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	Operación M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	0	0	116	116
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	0	0	290.828	290.828
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	0	0	11.693	11.693
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	0	0	2.840	2.840
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	0	0	399.746	399.746
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	0	0	64	64
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	0	0	15.487	15.487
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	0	0	6.835	6.835
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	0	0	2	2
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	381.246	381.246	791.093	791.093
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	33.765	33.765	23.844	23.844
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	0	0	1.110	1.110
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	48	48	63	63
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	42	42	63	63
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	970	970	3.886	2.615
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	535	535	0	0
76.524.282-7	Global Power Generation Chile SpA	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	902	902	4.992	2.800
76.524.282-7	Global Power Generation Chile SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	546	546	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	0	0	133.970	133.970
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	0	0	5.848	5.848
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	0	0	742	742
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	361.924	361.924	1.523.001	1.523.001
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	169.811	(169.811)	0	0

## Información Financiera Resumida de Subsidiarias

### CGE Magallanes S.A.

Al 31 de diciembre de 2019

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-12-19	31-12-18
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	18.547.953	14.958.377
Activos No Corrientes	64.088.413	67.179.381
<b>Total Activos</b>	<b>82.636.366</b>	<b>82.137.758</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	10.160.162	6.963.480
Pasivos No Corrientes	18.325.379	23.258.249
<b>Total Pasivos</b>	<b>28.485.541</b>	<b>30.221.729</b>
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	30.842.873	29.265.380
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	23.307.952	22.650.649
<b>Total Patrimonio</b>	<b>54.150.825</b>	<b>51.916.029</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>82.636.366</b>	<b>82.137.758</b>

Estado de Resultados por Función (M\$)	31-12-19	31-12-18
Ganancia Bruta	14.562.935	11.587.853
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	8.717.566	5.176.202
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(2.242.446)	(1.401.800)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>6.475.120</b>	<b>3.774.402</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	3.573.304	2.062.030
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	2.901.816	1.712.372

Estado de Resultado Integral (M\$)	31-12-19	31-12-18
Ganancia (Pérdida)	6.475.120	3.774.402
Otro Resultado Integral	110.742	(386.668)
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>6.585.862</b>	<b>3.387.734</b>
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	3.634.332	1.848.906
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	2.951.530	1.538.828

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-12-19	31-12-18
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.330.980	6.838.049
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.876.954)	(4.244.925)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(5.380.213)	(3.244.385)
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>1.073.813</b>	<b>(651.261)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	498.687	1.149.948
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO</b>	<b>1.572.500</b>	<b>498.687</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2019			2018		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	29.265.380	22.650.649	51.916.029	29.799.706	22.490.160	52.289.866
Cambios en el Patrimonio	1.577.493	657.303	2.234.796	(534.326)	160.489	(373.837)
<b>SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL</b>	<b>30.842.873</b>	<b>23.307.952</b>	<b>54.150.825</b>	<b>29.265.380</b>	<b>22.650.649</b>	<b>51.916.029</b>

## CGE Argentina S.A.

Al 31 de diciembre de 2019

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-12-19	31-12-18
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	38.404.012	36.439.018
Activos No Corrientes	48.662.038	30.973.053
<b>Total Activos</b>	<b>87066.050</b>	<b>67412.071</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	68.285.392	58.616.457
Pasivos No Corrientes	2.536.479	7.187.353
<b>Total Pasivos</b>	<b>70.821.871</b>	<b>65.803.810</b>
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	16.230.923	1.575.801
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	13.256	32.460
<b>Total Patrimonio</b>	<b>16.244.179</b>	<b>1.608.261</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>87066.050</b>	<b>67412.071</b>
<b>Estado de Resultados por Función (M\$)</b>	<b>31-12-19</b>	<b>31-12-18</b>
Ganancia Bruta	27.209.612	26.219.754
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	(23.749.844)	439.598
Gasto por Impuesto a las Ganancias	2.373.797	533.175
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>(21.376.047)</b>	<b>972.773</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(21.366.228)	1.059.897
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	(9.819)	(87.124)
<b>Estado de Resultado Integral (M\$)</b>	<b>31-12-19</b>	<b>31-12-18</b>
Ganancia (Pérdida)	(21.376.047)	972.773
Otro Resultado Integral	(4.474.216)	(15.498.862)
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>(25.850.263)</b>	<b>(14.526.089)</b>
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(25.831.059)	(14.308.321)
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	(19.204)	(217.768)
<b>Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)</b>	<b>31-12-19</b>	<b>31-12-18</b>
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	15.255.277	13.961.274
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(7.594.021)	(3.440.308)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(7.619.561)	(11.900.917)
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>41.695</b>	<b>(1.379.951)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(73.880)	(1.485.413)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	244.101	3.109.465
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO</b>	<b>211.916</b>	<b>244.101</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2019			2018		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	1.575.801	32.460	1.608.261	16.463.300	250.228	16.713.528
Cambios en el Patrimonio	14.655.122	(19.204)	14.635.918	(14.887.499)	(217.768)	(15.105.267)
<b>SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL</b>	<b>16.230.923</b>	<b>13.256</b>	<b>16.244.179</b>	<b>1.575.801</b>	<b>32.460</b>	<b>1.608.261</b>

## Transformadores Tusan S.A.

Al 31 de diciembre de 2019

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-12-19	31-12-18
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	7.714.488	7.816.593
Activos No Corrientes	7.854.398	8.103.233
<b>Total Activos</b>	<b>15.568.886</b>	<b>15.919.826</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	1.935.178	1.389.564
Pasivos No Corrientes	1.718.851	1.944.116
<b>Total Pasivos</b>	<b>3.654.029</b>	<b>3.333.680</b>
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	11.263.698	11.946.151
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	651.159	639.995
<b>Total Patrimonio</b>	<b>11.914.857</b>	<b>12.586.146</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>15.568.886</b>	<b>15.919.826</b>

Estado de Resultados por Función (M\$)	31-12-19	31-12-18
Ganancia Bruta	1.840.739	2.166.782
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	(853.230)	(381.994)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	332.472	87.005
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>(520.758)</b>	<b>(294.989)</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(557.035)	(367.554)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	36.277	72.565

Estado de Resultado Integral (M\$)	31-12-19	31-12-18
Ganancia (Pérdida)	(520.758)	(294.989)
Otro Resultado Integral	(125.417)	(33.815)
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>(646.175)</b>	<b>(328.804)</b>
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(682.452)	(401.369)
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	36.277	72.565

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-12-19	31-12-18
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	156.967	(517.378)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	146.257	6.415.392
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(51.902)	(6.218.385)
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>251.322</b>	<b>(320.371)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	42.500	43.617
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	434.362	711.116
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO</b>	<b>728.184</b>	<b>434.362</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2019			2018		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	11.946.151	639.995	12.586.146	14.542.520	627.584	15.170.104
Cambios en el Patrimonio	(682.453)	11.164	(671.289)	(2.596.369)	12.411	(2.583.958)
<b>SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL</b>	<b>11.263.698</b>	<b>651.159</b>	<b>11.914.857</b>	<b>11.946.151</b>	<b>639.995</b>	<b>12.586.146</b>

## Detalle de Propiedades de CGE

Resumen de propiedades e instalaciones	CGE
Oficinas central y oficinas administrativas	12
Oficinas técnicas y comerciales	84
Subestaciones y seccionadoras	235
Terrenos y futuros proyectos	20

Oficinas Administrativas	Ciudad	Dirección
Oficinas Administrativas	Arica	Baquedano 731
Oficinas Administrativas	Iquique	Zegers 469
Oficinas Administrativas	Antofagasta	Pedro Aguirre Cerda 5558
Oficinas Administrativas	Copiapó	Avenida Circunvalación N°51
Oficinas Administrativas	Coquimbo	Los Talleres 1831
Oficinas Administrativas	Viña del Mar	Limache 3637
Oficinas Administrativas	Melipilla	Ortúzar 376
Oficinas Administrativas	Santiago	Av. Presidente Riesco 5561, Piso 17, Las Condes
Oficinas Administrativas	Rancagua	El Trébol 617
Oficinas Administrativas	Talca	5 1/2 Norte 255
Oficinas Administrativas	Concepción	Camino Los Carros 1877
Oficinas Administrativas	Temuco	Manuel Montt 669

Oficinas Técnicas y Comerciales	Ciudad	Dirección
Oficinas técnicas y comerciales	Arica	Diego Portales 2442-A
Oficinas técnicas y comerciales	Arica	Santa María 2724
Oficinas técnicas y comerciales	Arica	Manuel Rodríguez 363
Oficinas técnicas y comerciales	Alto Hospicio	Av. La Pampa 3060 Lc. 1 Subcentro Urbano
Oficinas técnicas y comerciales	Alto Hospicio	Pasaje La Granja 2916
Oficinas técnicas y comerciales	Pozo Almonte	Comercio 541
Oficinas técnicas y comerciales	Antofagasta	Pedro Aguirre Cerda 5558
Oficinas técnicas y comerciales	Antofagasta	Latorre 2442
Oficinas técnicas y comerciales	Taltal	Avenida Francisco Bilbao 646
Oficinas técnicas y comerciales	Mejillones	San Martín 551
Oficinas técnicas y comerciales	Calama	Vivar 2044
Oficinas técnicas y comerciales	Tocopilla	21 de Mayo 1198
Oficinas técnicas y comerciales	La Higuera	Camino Gabriela Mistral 96
Oficinas técnicas y comerciales	Coquimbo	Borgoño 310
Oficinas técnicas y comerciales	Vicuña	Chacabuco 549
Oficinas técnicas y comerciales	La Serena	Balmaceda 2195, Loc 101-102
Oficinas técnicas y comerciales	Andacollo	Urmeneta 314
Oficinas técnicas y comerciales	Ovalle	Maestranza 37
Oficinas técnicas y comerciales	Combarbalá	San Carlos 239
Oficinas técnicas y comerciales	Illapel	I. Silva 354
Oficinas técnicas y comerciales	Illapel	I. Silva 301
Oficinas técnicas y comerciales	Illapel	I. Silva 349

Oficinas técnicas y comerciales	Salamanca	O'Higgins 381
Oficinas técnicas y comerciales	Los Vilos	Elicura 136
Oficinas técnicas y comerciales	Monte Patria	José Manuel Balmaceda 066
Oficinas técnicas y comerciales	Diego de Almagro	Juan Martínez 1402, Local 1
Oficinas técnicas y comerciales	Chañaral	Merino Jarpa 876
Oficinas técnicas y comerciales	Chañaral	Esmeralda 543
Oficinas técnicas y comerciales	Caldera	Cousiño N°467
Oficinas técnicas y comerciales	Huasco	Craig 345
Oficinas técnicas y comerciales	Vallenar	Marañón N°831, Lote 3
Oficinas técnicas y comerciales	Vallenar	San Ambrosio N°251
Oficinas técnicas y comerciales	Vallenar	Marañón N°805, Lote 2
Oficinas técnicas y comerciales	Alto del Carmen	31 de Enero S/N
Oficinas técnicas y comerciales	Cabildo	Zoila Gac 785
Oficinas técnicas y comerciales	La Ligua	Santa Teresa de los Andes 955
Oficinas técnicas y comerciales	Viña del Mar	Arlegui 1174
Oficinas técnicas y comerciales	Curacaví	Bernardo O'Higgins 2092
Oficinas técnicas y comerciales	La Pintana	Baldomero Lillo 1935
Oficinas técnicas y comerciales	San Bernardo	América 663
Oficinas técnicas y comerciales	Talagante	Balmaceda 1153
Oficinas técnicas y comerciales	Puente Alto	Juan Maldonado 105
Oficinas técnicas y comerciales	San José de Maipo	Comercio 20041
Oficinas técnicas y comerciales	Buín	San Martín 453
Oficinas técnicas y comerciales	Navidad	Juan Montes 87
Oficinas técnicas y comerciales	Rancagua	Alameda 0265
Oficinas técnicas y comerciales	Las Cabras	Galería San Francisco 898, Local 5 y 6
Oficinas técnicas y comerciales	San Fernando	Bernardo O'Higgins 419
Oficinas técnicas y comerciales	Rengo	Urriola 102
Oficinas técnicas y comerciales	San Vicente de Tagua Tagua	Germán Riesco 1309
Oficinas técnicas y comerciales	Pichilemu	J.J. Aguirre N° 62 (J.J. Aguirre N° 232)
Oficinas técnicas y comerciales	Santa Cruz	Rafael Casanova N° 175
Oficinas técnicas y comerciales	Santa Cruz	Claudio Cancino N°97
Oficinas técnicas y comerciales	Hualañé	Av. 11 de Septiembre 100
Oficinas técnicas y comerciales	Curicó	Los Sauces s/n
Oficinas técnicas y comerciales	Curicó	Estado 237
Oficinas técnicas y comerciales	Molina	Luis Cruz Martínez 1563 Local 7
Oficinas técnicas y comerciales	Constitución	O'Higgins 756
Oficinas técnicas y comerciales	Talca	2 Norte 798
Oficinas técnicas y comerciales	San Clemente	Huamachuco N° 721
Oficinas técnicas y comerciales	San Javier	Sargento Aldea 2510
Oficinas técnicas y comerciales	Linares	Chacabuco 81
Oficinas técnicas y comerciales	Linares	Manuel Rodríguez 669
Oficinas técnicas y comerciales	Pelluhue	Sargento Aldea 325
Oficinas técnicas y comerciales	Cauquenes	Yungay N° 256
Oficinas técnicas y comerciales	Parral	Ignacio Carrera Pinto 109
Oficinas técnicas y comerciales	Cobquecura	Mariano Latorre 581
Oficinas técnicas y comerciales	Quirihue	Carrera N° 464
Oficinas técnicas y comerciales	San Carlos	El Roble N° 556
Oficinas técnicas y comerciales	Coelemu	Palazuelos N° 497
Oficinas técnicas y comerciales	Chillán	Campaña 79 75
Oficinas técnicas y comerciales	Chillán	H Martín 542
Oficinas técnicas y comerciales	Chillán	República 80
Oficinas técnicas y comerciales	Tomé	Nogueira 955
Oficinas técnicas y comerciales	Talcahuano	Colón 824
Oficinas técnicas y comerciales	Talcahuano	Colón 876
Oficinas técnicas y comerciales	Talcahuano	Colón 540, Local 3

Oficinas técnicas y comerciales	Concepción	Barros Arana 64 (I. Serrano 453-469)
Oficinas técnicas y comerciales	Concepción	Ejército 355
Oficinas técnicas y comerciales	Coronel	Manuel Montt 1600, Local 116
Oficinas técnicas y comerciales	Los Ángeles	José de Manso 399
Oficinas técnicas y comerciales	Temuco	Manuel Montt 1469
Oficinas técnicas y comerciales	Villarrica	Pedro de Valdivia 952
Oficinas técnicas y comerciales	Pucón	General Urrutia 615, Local 103

**SUBESTACIONES****Zona Atacama**

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Caldera	Caldera	Ruta 5 Norte km. 870
Subestación Hernán Fuentes	Copiapó	Ruta 5 Norte km. 814
Subestación Copiapó	Copiapó	Ruta 5 Norte km. 804
Subestación Tierra Amarilla	Tierra Amarilla	Quebrada Del Buitre
Subestación Copayapu	Copiapó	Ruta 5 Norte km 793,5 sector SE Cardones
Subestación Galleguillos	Copiapó	Ruta C-327 km. 6,67 sector Chamonate
Subestación Cerrillos	Tierra Amarilla	Ruta C-35 Lote N°5 D-2
Subestación Los Loros	Tierra Amarilla	Lote 1 Fundo Tres Soles Ex Hac. Hornitos
Seccionadora El Edén	Vallenar	SE Tap Off Vallenar
Subestación Centinela	Vallenar	Quebrada Honda Lt 4 y 5
Subestación Chañaral	Chañaral	Avenida Andrés Bello S/N
Subestación Plantas	Copiapó	Ruta 31 S/N Sector Paipote
Subestación Alto del Carmen	Alto del Carmen	Sector Alto S/N

**Zona Elqui**

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Las Compañías	La Serena	Fdo. Juan Soldado Lt 3 B Las Compañías
Subestación San Joaquín	La Serena	Lote 11 B Nva Blanche
Subestación Guayacán	Coquimbo	Recinto Ucn
Subestación San Juan	Coquimbo	Lt 1 -B Rva Cora Culebrón - Fdo. El Sauce
Subestación El Peñón	Coquimbo	Lt N°3- Fdo Lagunillas
Subestación	Coquimbo	Lote 26 A Tongoycillo
Subestación Vicuña	Vicuña	Parc Vicuña Pc 35 Lta
Subestación Ovalle	Ovalle	La Feria Lote A 801
Subestación Punitaqui	Punitaqui	Camino Combarbalá
Subestación El Sauce	Andacollo	Camino Punitaqui Combarbalá
Subestación Andacollo	Andacollo	El Sauce S/N
Subestación Incahuasi	La Higuera	Ruta 5 Norte km. 580
Subestación Marquesa	Vicuña	Ruta 41 km. 30
Subestación Pan de Azúcar	Coquimbo	La Cantera Alta N° 4400
Subestación Monte Patria	Monte Patria	Arturo Prat S/N

**Zona Aconcagua**

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Combarbalá	Combarbalá	Comercio S/N
Subestación Illapel	Illapel	La Puntilla Norte
Subestación Salamanca	Salamanca	Hijuelas N°29 El Tebal
Subestación Quereo	Los Vilos	Ruta 5 Norte km. 245
Subestación Choapa	Los Vilos	Ruta 5 Norte km. 245
Subestación Quinquimo	Papudo	Ruta 5 Norte km. 156
Subestación Marbella	Puchuncaví	Ruta F-30 km. 39
Subestación Marga-Marga	Viña Del Mar	Arlegui 1067
Subestación Cabildo	Cabildo	Av. Minera Claudia S/N
Subestación Casas Viejas	Zapallar	Ruta E-46 S/N

Subestación Quillota	Quillota	Camino A San Pedro S/N
Subestación Miraflores	Viña Del Mar	Uno Norte 2747
Seccionadora Los Vilos (Paño J5)	Los Vilos	SE Los Vilos
Seccionadora Los Espinos	Illapel	Seccionadora Los Espinos

#### Zona Melipilla

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Isla de Maipo	Isla de Maipo	Ruta G 40 S/N
Subestación Leyda	San Antonio	Hijuela N3 Lt B Pc C1
Subestación El Maitén	Melipilla	Hijuela 3 El Maitén
Subestación Melipilla	Melipilla	Lote A Camino El Bajo
Subestación Chocalán	Melipilla	Lt 1 St Ha M. Rodríguez
Subestación Las Arañas	San Pedro	Lt 4 Pc 1 Longovilo
Subestación Reguladora Rapel	Litueche	Lt A-3 Pte Fundo Las Palmas S/N Esteban
Subestación Quelentaro	Litueche	Lt A-3 Pte Fundo Las Palmas S/N Esteban
Subestación Portezuelo	Marchigüe	El Chequén Lt A1-B
Subestación Padre Hurtado	Padre Hurtado	Don Matías 1507
Subestación Bollenar	Melipilla	Ruta G-74-F Cruce Bollenar
Subestación El Monte	El Monte	Callejón Santa Adriana S/N
Subestación El Paico	El Monte	Callejón Nasario Araos km.. 15
Subestación Mandinga	Melipilla	Ruta G-60 Sector Mandinga
Subestación El Peumo	San Pedro	Lt 4 Pc 1 Longovilo
Subestación Santa Rosa	San Pedro	Sector Santa Rosa
Subestación Alhué	Alhué	Ruta G-682 Sector El Asiento
Subestación La Manga	San Pedro	Ruta G-84 Sector La Manga
Subestación La Esperanza	Marchigüe	LT A de Tierruca
Subestación Marchigüe	Marchigüe	Ruta 90 Sector Marchigüe
Subestación Alcones	Marchigüe	Ruta 90 Sector Alcones
Seccionadora Alto Melipilla	Melipilla	Sector Cerro El Sombrero
Seccionadora Nihue	Litueche	Ruta G-62-H Sector Nihue
Seccionadora Rapel Paño J3	Litueche	Carretera I-62-G Sector Central Rapel
Subestación Papelera Talagante	Talagante	Ruta G-40 km. 5.8
Subestación Río Maipo	Talagante	El Cortes tres
Transmisora Santa Marta	Maipú	Sector Maipú

#### Zona Cachapoal

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Mariscal	La Pintana	Paicavi 1815
Subestación Pirque	Pirque	Av. Subercaseaux 4101
Subestación Buin	Buin	Maipú 37
Subestación Fatima	Paine	9 Poniente Pc 231 Y 233 Generador Paine
Subestación Paine	Paine	Long Sur km. 46 Pc 2
Subestación Hospital	Paine	Col Hospital Hj 233 Pte.
Seccionadora Hospital	Paine	Col Kennedy Pc 133 Parte Hospital
Subestación San Fco Mostazal	San Francisco de Mostazal	Camino Long. Sur Pc 15 Lte. 2 Parcela San Pedro
Subestación Graneros	Graneros	Camino Longitudinal
Seccionadora Graneros	Graneros	SE Graneros
Subestación Tuniche	Rancagua	Camino Pdte. S. Allende 5410
Subestación Cachapoal	Rancagua	Longitudinal Sur Fdo. Pte. Retazo 2
Subestación Alameda	Rancagua	El Trébol 617
Subestación Machalí	Machalí	Lt C Pc Santa Inés 1169
Subestación Punta Cortés	Rancagua	Punta de Cortés Lt 2 Y 3
Subestación Lo Miranda	Doñihue	San Luis Lt B
Subestación Loreto	Coltauco	Ruta H 30 Sector Loreto Lt 1 B



Subestación Chumaquito	Requínoa	La Hijuela Pc 7 Lt 2 Chumaquito
Subestación Rosario	Rengo	Lt A- 1 Del Lt A Pc 36 La Lechería
Subestación Rengo	Rengo	C. Marzán 724
Subestación Pelequén	Malloa	Camino Los Maquis Lt 1 C
Subestación Quinta de Tilcoco	Quinta de Tilcoco	Lote 1B Potreto El Bano
Seccionadora Quinta	Chimbarongo	Parcelas 86-87 Quinta
Subestación Malloa	Malloa	Lt 2 Predio Santo Domingo El Tambo
Subestación San Vicente	San Vicente	G. Riesco abajo SE Eléctrica
Subestación Las Cabras	Peumo	Las Acacias S/N Camino a Peumo
Subestación El Manzano	Las Cabras	Lt 3 B Llallauquén
Subestación La Ronda	San Fernando	La Línea Pc 7 Lt 1
Subestación Colchagua	San Fernando	Camino Long, Ruta 5 Sur, Km 136
Subestación San Fernando	San Fernando	El Olivar
Subestación Placilla	Placilla	Lt 4 Pp S. Francisco
Subestación Panihue	Santa Cruz	Errázuriz Inter. panihue
Subestación Chimbarongo	Chimbarongo	C Longitudinal Lt 2
Seccionadora Los Lirios	Requínoa	Club de Golf Requinoa km. 4
Seccionadora Rengo	Rengo	Jaime Guzmán N°425
Subestación Rancagua	Rancagua	Alameda Ote C/N Obispo Larraín
Subestación Nancagua	Nancagua	Ruta I-810 km. 1
Subestación Lihueimo	Palmilla	Ruta 90 km. 48
Seccionadora La Paloma	San Fernando	Sector La Paloma
Seccionadora Fundición Talleres	Rancagua	Cercana A SE Rancagua
Seccionadora Alto Jahuel (Paño B3)	Buín	Sector Alto Jahuel
Subestación Queltehues (Transformador)	San José de Maipo	Central Queltehues

**Zona Maule**

<b>Nombre Subestación</b>	<b>Ciudad</b>	<b>Dirección</b>
Subestación Teno	Teno	Fundo El Bahual Lt 1 -A
Subestación Curicó	Curicó	Camino Longitudinal
Subestación Molina	Molina	Longitudinal Cruce Molina
Subestación San Rafael	San Rafael	El Disco Lt A 2
Subestación Hualañé	Hualañé	Av. Cementerio Lt1 Del St 3
Subestación Parronal	Hualañé	Lt 2-3 Rto Pc 17 Pp Peralillo
Seccionadora Los Maquis	San Rafael	Caletera Poniente Ruta 5 Sur km.. 236
Subestación Panguilemo	Talca	Aldea Campesina Panguilemo
Subestación Talca	Talca	8 Sur 20 Oriente S/N
Subestación San Miguel	Talca	Lt 19 A km. 2 Camino Talca San Clemente
Subestación Piduco	Talca	1 Oriente 375
Subestación Maule	San Clemente	Flor Del Llano Pc 50 Lt A
Subestación San Clemente	San Clemente	Mariposa Pc N° 87 Lote B, La Bolsico Pc 4 Lote B
Subestación La Palma	San Javier	Ruta 5 Sur km. 274
Subestación San Javier	San Javier	Fundo Santa Rosa
Subestación Villa Alegre	Villa Alegre	Camino a Villa Alegre
Subestación Linares	Linares	Ruta 5 Sur km. 305, S/E Linares 154/66 Kv
Subestación Retiro	Retiro	La Granja Pc 69 Lote 69 B
Subestación Chacahuin	Linares	Av. Leon Bustos S/N
Subestación Parral	Parral	Camino Longitudinal
Subestación Cauquenes	Cauquenes	La Higuera S/N
Subestación La Vega	Cauquenes	La Capilla S/N Sub La Vega
Subestación Nirivilo	Nirivilo -San Javier	Lote N°2 Cardonal Hij. B
Subestación San Carlos	San Carlos	Cruce Camino A Nahuelto
Subestación Cocharcas	San Carlos	SE Cocharcas
Subestación Chillán	Chillán	Jt Ovalle
Subestación Ñiquén	Ñiquén	SE San Gregorio

Subestación Quirihue	Quirihue	Lote 1 A Fundo La Quinta
Subestación Tres Esquinas	Bulnes	SE Tres Esquinas
Subestación Monterrico	Chillán	Las Castanas Lt A 1
Subestación Santa Elvira	Chillán	República 80
Subestación Itahue	Molina	Ruta 5 km. 213
Subestación Rauquén	Curicó	Ruta 5 km. 185
Seccionadora Linares Norte	Linares	Ruta 5 km. 305
Seccionadora Longaví	Longaví	Ruta 5 km. 319
Seccionadora San Gregorio	Ñiquén	Ruta 5 km. 355
Seccionadora Charrúa (Paño B6)	Cabrero	Charrúa
Seccionadora Empalme Teno	Teno	Fundo Los Pretiles Lote 4-B
Seccionadora El Nevado	Chillán	El Nevado C/ Las Rozas
Subestación Villa Prat	Sagrada Familia	K-16 S/N.
Subestación Ranguilí	Lolol	Ruta J-66-I S/N. Sector Ranguilí
Subestación Licantén	Licantén	Ruta J60 S/N. km.-90. Sector Arauco Generación
Subestación Constitución	Constitución	Camino a Constitución km. 5
Subestación Hualte	Ninhue	El Peral Lote 6
Subestación Chanco	Pelluhue	Corcolen Sector Polhuin
Subestación Pelluhue	Pelluhue	Hij. 1, 2 y 3 Las Heras Sector Molino
Futura tap-off Santa Clara	Pemuco	O-851-N
Futura tap-off Santa Isabel	San Clemente	Parcelación Santa Isabel

#### Zona Bío-Bío

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Mahns	Tomé	M. Montt 1304
Subestación Tomé	Tomé	Caracol S/N Bellavista
Subestación Lirquén	Penco	Camino Público Lirquén Penco
Subestación Penco	Penco	Maipú Prolong Camino Cantera
Subestación	Penco	Los Guindos ST 56 Villa el Aromo
Subestación Ejército (se arrienda estacionamiento a CGED)	Concepción	Ejército 337
Subestación Alonso de Ribera	Concepción	Alonso De Ribera 176
Subestación Colo Colo	Concepción	M. de Rozas 801
Subestación San Pedro	San Pedro	Calle Lota 917
Subestación Chiguayante	Chiguayante	Línea Férrea Chiguayante
Subestación Talcahuano	Talcahuano	Av. Gran Bretaña Lt A
Subestación Latorre	Talcahuano	Almirante Latorre 725 Lt 2 B
Subestación Loma Colorada	San Pedro de la Paz	Int. Calle Las Lilas 6507 Lt 2 Lomas Coloradas
Subestación Escuadrón	Coronel	Av. Federico Schwager 1018
Subestación Arenas Blancas	Coronel	Recinto Schwager Lt 2 3 y Lt 2 B3
Subestación Puchoco	Coronel	P. Aguirre Cerda Lt 1 3
Subestación Coronel	Coronel	Yobilo 353
Subestación Carampangue	Arauco	Conumo SE Carampangue
Subestación Curanilahue	Curanilahue	Colico Sur Lt B
Subestación Tres Pinos	Los Álamos	Localidad Tres Pinos
Subestación Cerro Chepe	Concepción	Sector Cerro Chepe
Subestación Andalién	Concepción	Recinto S/E Alonso Ribera
Subestación Tumbes	Talcahuano	Sector Las Canchas
Subestación Perales	Talcahuano	Colon N°5900
Subestación Horcones	Arauco	Camino Lota Curanilahue
Subestación Lebu	Lebu	Sector Santa Rosa
Subestación Concepción	Concepción	Sector Chillancito
Subestación Newen	Talcahuano	Gran Bretaña 5691
Seccionadora Portoviento	Coronel	Camino a SE Escuadrón
Seccionadora Polpaico	Coronel	Parque Industrial
Seccionadora Lota	Lota	Camino Lota Colcura

Seccionadora Colcura	Lota	Lado SE Colcura
Seccionadora Bocamina (Paño Bt)	Coronel	Central Coronel
Seccionadora El Manco	Lota	Coronel - Horcones

#### Zona La Araucanía

Nombre Subestación	Comuna	Dirección
Subestación El Avellano	Los Ángeles	Av. Sor Vicenta
Subestación Manso de Velasco	Los Ángeles	Colo Colo 89
Subestación Los Angeles	Los Ángeles	Av. Vicuña Mackenna 1800
Subestación Angol	Angol	Camino Arcadia km. 1
Subestación Collipulli	Collipulli	Camino a Angol
Subestación Victoria	Victoria	Camino Curacautín km. 1
Subestación Traiguén	Traiguén	Camino a Galvarino
Subestación Curacautín	Curacautín	Camino a Tolhuaca S/N
Subestación Lautaro	Lautaro	Ruta 5 Sur Ruta Cinco Sur
Subestación Pillanlelbún	Lautaro	Pumalal
Subestación Pumahue	Temuco	Panamericana Norte Pumahue
Subestación Padre Las Casas	Padre Las Casas	Rura 5 Sur KM 677
Subestación Las Encinas	Temuco	Los Pellines 01501 Lt 91 V Pehuén
Subestación Chivilcán	Temuco	Prieto Norte 0455
Subestación Pitrufuquén	Pitrufuquén	Camino Toltén Lote A1-2
Subestación Villarrica	Villarrica	Subida de Piedra
Subestación Pucón	Pucón	Del Pillán Lt 2 Vista Hermosa
Subestación Loncoche	Loncoche	Camino a Calafquén
Subestación Pullinque	Panguipulli	Pullinque
Subestación Gorbea	Gorbea	Manuel Bulnes S/N
Seccionadora Santa Luisa	Los Ángeles	Chacra Santa Luisa Lt-B
Seccionadora Coyanco	Los Ángeles	Camino Coyanco S/N
Subestación Temuco	Temuco	Av Rudecindo Ortega 2200
Seccionadora Renaico FF.CC.	Renaico	Cornelio Olsen Con Antuco
Seccionadora Victoria FF.CC.	Victoria	Saavedra con Club Hípico
Seccionadora Metrenco FF.CC.	Padre Las Casas	Ruta 5 km. 684 Metrenco
Seccionadora Lautaro FF.CC.	Lautaro	Ruta 5 km. 643 Lautaro
Seccionadora Charrúa (Paño A9)	Cabrero	Charrúa

#### Otras Subestaciones

Nombre Subestación	Ciudad	Dirección
Subestación Chinchorro	Arica	Barros Arana 2521
Subestación Diaguitas	Arica	Diaguitas 840
Subestación Pukará	Arica	Diego Portales 2442 A
TAP OFF Quiani 66 Kv	Arica	Intersección Alejandro Azola con Linderos
Subestación Alto Hospicio	Alto Hospicio	Av. Las Parcelas
Subestación Palafito	Iquique	Av. Circunvalación LT2
Subestación Cerro Dragón	Iquique	Av. Playa Chipana
Subestación Pacífico	Iquique	Desiderio García 151
Subestación	Taltal	Francisco Bilbao N°580
Subestación Taltal	Taltal	Sector Quintas Ruta A-1
Subestación Uribe	Antofagasta	Sector Nudo Uribe S/N
Subestación Jardines Sur	Antofagasta	Altos Jardines Sur 6083
Subestación La Negra	Antofagasta	Ruta 28 Interior
Subestación La Portada	Antofagasta	Lápiz Lázuli S/N

Propiedades Futuros Proyectos			
	Dirección	Propiedad	Superficie (M2)
Terreno Futura Subestación Guanaqueros	Lote 40 El Tangué Coquimbo	Propio	48.400
Terreno Futura Subestación Damaschal	Sector Fundo La Calera Est. Los Algodones Lt-2 Vicuña	Propio	25.105
Terreno Futura Subestación Pichilemu	Av La Concepción S/N Pichilemu	Propio	10.000
Terreno Ampliación Subestación Graneros	C Hijueta Larga 1105 Hij Nro 3 Granero	Propio	10.750
Terreno Futura Ampliación Subestación	Lt 1 B Fdo Remanso Hj 2 P. Cortés Rancagua	Propio	110.000
Terreno Futura Subestación Penciahue	Camino A Corinto S/N Penciahue	Propio	6.000
Terreno Futura Subestación El Pinar	Barros Negros El Pinar Lt 1 y 2 Maule	Propio	23.200
Terreno Anexo Subestación Ejército	Camino Antigua A Talcahuano 1827 Concepción	Propio	5.797
Terreno Futura Subestación Colcura	Ruta 160 289 Lote C Seis Lota	Propio	1.770
Terreno Futura Subestación Patagual	Camino Santa Juana km. 26 El Patagual Coronel	Propio	6.667
Terreno Futura Subestación Santa Teresa	La Primavera Lt 1 San Carlos	Propio	10.000
Terreno Futura Subestación Cocharcas	Sub Pc 8 Pc 5 La Primavera San Carlos	Propio	17.500
Terreno Futura Subestación Larqui	Camino Int Lt 2 Y 3 Bulnes	Propio	20.120
Terreno Lt 66 Kv Arenas Blancas	Predio C/Casa Bajo Lt 66Kv Coronel Arenas Blancas	Propio	1.220
Terreno Yervas Buenas	LT B-1 Marchigüe	Propio	50.000
Terreno Futura Subestación María Dolores	Curamávida Los Ángeles	Propio	13.500
Terreno Futura Subestación Boca Sur	Camino Boca Sur Lt-B San Pedro de La Paz	Propio	18.307
Terreno Predio Bajo Lt 66 Kv	Camino Al Volcán km. 3,5 San José Zanjón Seco Pucón	Propio	5.800
Terreno Predio Bajo Lt 66 Kv	Coihueco 636 Chillan	Propio	143
Terreno LT 66 kV Horcones -Carampangue	LT 1B-Predio El Coigüe Arauco	Propio	6.000
Terreno Futura Subestación Mandinga	LT 11- Predio Culiprán Melipilla	Propio	5.040

# Declaración de responsabilidad

Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual:



**Presidente**  
**Sr. Antonio Gallart Gabás**  
RUT: 24.961.865-9



**Vicepresidente**  
**Sr. Carlos J. Álvarez Fernández**  
RUT: 48.182.583-0



**Director**  
**Sra. Rita Ruiz de Alda Iparraguirre**  
RUT: 48.208.865-1



**Director**  
**Sra. María del Valle Higuera Rabadan**  
RUT: 48.208.866-K



**Director**  
**Sr. Luis Zarauza Quirós**  
RUT: 26.088.666-5



**Gerente General**  
**Sr. Iván Quezada Escobar**  
RUT: 10.051.615-2

*Estados Financieros Consolidados*

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.  
Y SUBSIDIARIAS**

*Santiago, Chile  
31 de diciembre de 2019 y 2018*



# COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)  
Correspondientes a los ejercicios terminados al  
31 de diciembre de 2019 y 2018

## **Informe del Auditor Independiente**

Señores  
Accionistas y Directores  
Compañía General de Electricidad S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

### **Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados**

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### **Responsabilidad del auditor**

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

### **Opinión**

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Oscar Gálvez R.  
EY Audit SpA

Santiago, 28 de enero de 2020

## CONTENIDO

### I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

### II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

M\$	Miles de pesos chilenos.
CL \$	Pesos chilenos.
US \$	Dólares estadounidenses.
EUR \$	Euros.



Estados Financieros Consolidados

**COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**

31 de diciembre de 2019 y 2018

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
 ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO  
 Al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	56.197.328	4.807.944
Otros activos financieros.	7	11.855.252	5.602.860
Otros activos no financieros.	12	7.670.519	1.405.365
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	415.037.907	380.546.708
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	3.012.174	12.526.434
Inventarios.	10	7.597.649	8.718.442
Activos por impuestos.	11	27.448.199	33.560.936
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		528.819.028	447.168.689
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	38	512.793	512.793
<b>Total activos corrientes</b>		<b>529.331.821</b>	<b>447.681.482</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros.	7	6.715.436	175.001
Otros activos no financieros.	12	8.280	40.090
Cuentas por cobrar.	8	140.807.424	19.010.290
Inventario.	10		996.293
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	29.316.552	9.782.703
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	870.587.122	895.217.367
Plusvalía.	15	221.288.274	224.570.636
Propiedades, planta y equipo.	17	1.934.697.386	1.973.452.022
Propiedad de inversión.	16	8.402.041	9.831.059
Activos por impuestos diferidos.	19	1.756.206	6.177.147
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>3.213.578.721</b>	<b>3.139.252.608</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>3.742.910.542</b>	<b>3.586.934.090</b>

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
 ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO  
 Al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros.	20	128.034.882	187.647.931
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	224.197.455	226.470.636
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	47.663.392	2.871.495
Otras provisiones.	22	19.116.946	23.254.135
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	4.218	7.668
Otros pasivos no financieros.	24	20.093.023	19.902.730
Pasivos por arrendamientos.	25	2.795.835	
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>441.905.751</b>	<b>460.154.595</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros.	20	1.111.484.393	1.094.284.859
Cuentas por pagar.	21	144.534.651	202.257
Otras provisiones.	22	719.484	923.249
Pasivo por impuestos diferidos.	19	186.363.758	155.639.908
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	32.709.539	31.664.717
Pasivos por arrendamientos.	25	4.669.872	
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>1.480.481.697</b>	<b>1.282.714.990</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>1.922.387.448</b>	<b>1.742.869.585</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido.	26	1.538.604.559	1.541.487.324
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	199.453.834	257.886.018
Acciones propias en cartera.	26		(2.882.677)
Otras reservas.	26	39.984.353	5.745.771
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>1.778.042.746</b>	<b>1.802.236.436</b>
Participaciones no controladoras.	26	42.480.348	41.828.069
<b>Total patrimonio</b>		<b>1.820.523.094</b>	<b>1.844.064.505</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>3.742.910.542</b>	<b>3.586.934.090</b>

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION  
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2019	01-01-2018
	al	31-12-2019	31-12-2018
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	1.800.538.688	1.673.502.310
Costo de ventas	28	(1.501.187.228)	(1.428.281.638)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>299.351.460</b>	<b>245.220.672</b>
Otros ingresos, por función.	27	221.255	404.758
Gasto de administración.	28	(124.107.036)	(131.474.963)
Otros gastos, por función.	28	(6.326.955)	(6.999.902)
Otras ganancias (pérdidas).	28	34.679.497	(39.299.493)
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>		<b>203.818.221</b>	<b>67.851.072</b>
Ingresos financieros.	29	21.426.849	9.430.959
Costos financieros.	29	(94.195.743)	(73.922.009)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	4.220.627	
Diferencias de cambio.	29	(690.191)	(1.314.246)
Resultados por unidades de reajuste.	29	(2.622.206)	(6.130.457)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>		<b>131.957.557</b>	<b>(4.084.681)</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	(45.885.546)	30.248.721
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>		<b>86.072.011</b>	<b>26.164.040</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38	4.805.839	9.390.975
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		87.961.357	33.889.642
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26	2.916.493	1.665.373
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL  
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2019	01-01-2018
	al	31-12-2019	31-12-2018
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		90.877.850	35.555.015
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	26.9		158.875.147
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.9	(3.350.440)	(462.614)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(3.350.440)	158.412.533
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	26.9	(2.167.758)	7.336.097
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		(2.167.758)	7.336.097
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.9	4.472.958	(2.470.305)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		4.472.958	(2.470.305)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		2.305.200	4.865.792
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(1.045.240)	163.278.325
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	26.9		(42.896.290)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	26.9	904.618	124.906
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		904.618	(42.771.384)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	26.9	(1.207.699)	666.982
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(1.207.699)	666.982
Otro resultado integral		(1.348.321)	121.173.923
Total resultado integral		89.529.529	156.728.938
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		86.949.385	153.836.438
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		2.580.144	2.892.500
Total resultado integral		89.529.529	156.728.938

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
 ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Superávit de revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2019	1.541.487.324	(2.882.677)	114.027.487	(22.846.533)	(1.803.323)	(1.214.630)	(82.417.230)	5.745.771	257.886.018	1.802.236.436	41.828.069	1.844.064.505
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									87.961.357	87.961.357	2.916.493	90.877.850
Otro resultado integral				(1.714.567)	3.265.259	(2.562.664)		(1.011.972)		(1.011.972)	(336.349)	(1.348.321)
Total resultado integral	0	0	0	(1.714.567)	3.265.259	(2.562.664)	0	(1.011.972)	87.961.357	86.949.385	2.580.144	89.529.529
Dividendos.								0	(151.647.893)	(151.647.893)		(151.647.893)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(5.254.352)	40.504.938			(32)	35.250.554	5.254.352	40.504.906	(1.927.865)	38.577.041
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(2.882.765)	2.882.677						0		(88)		(88)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	(2.882.765)	2.882.677	(5.254.352)	38.790.371	3.265.259	(2.562.664)	(32)	34.238.582	(58.432.184)	(24.193.690)	652.279	(23.541.411)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2019	1.538.604.559	0	108.773.135	15.943.838	1.461.936	(3.777.294)	(82.417.262)	39.984.353	199.453.834	1.778.042.746	42.480.348	1.820.523.094



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
 ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
			Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2018	1.525.052.051	(4.950.658)		(29.862.391)		(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	250.637.745	1.659.322.543	60.001.078	1.719.323.621
Ajustes de periodos anteriores												
Primera adopción NIIF 9 (Nota 26.6)								0	(6.488.993)	(6.488.993)	(28.602)	(6.517.595)
Total ajustes de periodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	(6.488.993)	(6.488.993)	(28.602)	(6.517.595)
Patrimonio reexpresado	1.525.052.051	(4.950.658)	0	(29.862.391)	0	(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	244.148.752	1.652.833.550	59.972.476	1.712.806.026
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									33.889.642	33.889.642	1.665.373	35.555.015
Otro resultado integral			115.978.857	7.015.858	(1.803.323)	(1.184.665)	(59.931)	119.946.796		119.946.796	1.227.127	121.173.923
Total resultado integral	0	0	115.978.857	7.015.858	(1.803.323)	(1.184.665)	(59.931)	119.946.796	33.889.642	153.836.438	2.892.500	156.728.938
Dividendos.								0	(22.158.542)	(22.158.542)		(22.158.542)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	21.361.643		(1.951.370)				(833.060)	(2.784.430)	2.006.166	20.583.379	(21.036.907)	(453.528)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(4.926.370)	2.067.981						0		(2.858.389)		(2.858.389)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	16.435.273	2.067.981	114.027.487	7.015.858	(1.803.323)	(1.184.665)	(892.991)	117.162.366	13.737.266	149.402.886	(18.144.407)	131.258.479
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2018	1.541.487.324	(2.882.677)	114.027.487	(22.846.533)	(1.803.323)	(1.214.630)	(82.417.230)	5.745.771	257.886.018	1.802.236.436	41.828.069	1.844.064.505

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
 ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	1.961.063.591	2.012.246.035
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.809.732	7.723.227
Otros cobros por actividades de operación.	38.548.277	65.080.912
<b>Clases de pagos</b>		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.621.125.703)	(1.778.627.850)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(66.698.531)	(93.746.874)
Otros pagos por actividades de operación.	(67.742.163)	(26.971.981)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>		
Dividendos recibidos.	1.415.193	4.356.564
Intereses recibidos.	16.608.048	9.897.695
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(44.202)	4.817.508
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(11.172.131)	(4.366.954)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>253.662.111</b>	<b>200.408.282</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.	122.780.596	
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.	(208)	
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(8.054.838)	
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.	(3.765.636)	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	9.230.633	5.997.799
Compras de propiedades, planta y equipo.	(107.398.802)	(154.376.760)
Compras de activos intangibles.	(8.575.319)	(15.243.867)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	6.890.884	4.537.394
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(442.102)	781
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>10.665.208</b>	<b>(159.084.653)</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.	500.533.768	1.337.882.509
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	74.858.836	264.801.558
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	425.674.932	1.073.080.951
Préstamos de entidades relacionadas.	35.362.663	
Pagos de préstamos.	(533.701.034)	(1.241.641.798)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(16.585.978)
Dividendos pagados.	(133.485.707)	(58.403.731)
Intereses pagados.	(81.616.245)	(63.543.063)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>(212.906.555)</b>	<b>(42.292.061)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>	<b>51.420.764</b>	<b>(968.432)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(31.380)	(1.441.796)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>51.389.384</b>	<b>(2.410.228)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	4.807.944	7.218.172
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	56.197.328	4.807.944

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
Correspondientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018

---

1.- INFORMACION GENERAL.	12
2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	14
2.1.- Sector electricidad.	14
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	22
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	22
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	23
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2019, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	25
3.4.- Bases de consolidación.	26
3.5.- Entidades subsidiarias.	29
3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	32
3.7.- Información financiera por segmentos operativos.	34
3.8.- Propiedades, planta y equipo.	34
3.9.- Propiedades de inversión.	35
3.10.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	36
3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.	36
3.12.- Costos por intereses.	38
3.13.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	38
3.14.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	38
3.15.- Activos financieros.	38
3.16.- Inventarios.	42
3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	42
3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	42
3.19.- Capital social.	42
3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	42
3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.	43
3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	43
3.23.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	43
3.24.- Provisiones.	45
3.25.- Subvenciones estatales.	45
3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	46
3.27.- Reconocimiento de ingresos.	46
3.28.- Arrendamientos.	47
3.29.- Distribución de dividendos.	48
3.30.- Costo de ventas.	48
3.31.- Estado de flujos de efectivo.	48
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	49
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	49
4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	49
4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	49
4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	50
4.5.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	50
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	52

---

5.1.-	Riesgo financiero.	52
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	56
6.1.-	Composición del rubro.	56
6.2.-	Detalles flujos de efectivo.	57
7.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	57
7.1.-	Activos y pasivos de cobertura.	57
7.2.-	Activos financieros disponibles para la venta.	58
7.3.-	Jerarquías del valor razonable.	58
8.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	60
8.1.-	Composición del rubro.	60
8.2.-	Estratificación de la cartera.	64
8.3.-	Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	65
8.4.-	Cartera protestada y en cobranza judicial.	67
8.5.-	Provisión y castigos.	68
8.6.-	Número y monto de operaciones.	68
9.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	69
9.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	70
9.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	73
10.-	INVENTARIOS.	74
10.1.-	Información adicional de inventarios.	74
11.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	74
12.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	75
13.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	76
13.1.-	Composición del rubro.	76
13.2.-	Sociedades con control conjunto.	77
13.3.-	Inversiones en subsidiarias.	80
14.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	82
14.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	82
14.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	84
15.-	PLUSVALIA.	85
16.-	PROPIEDADES DE INVERSION.	86
16.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	86
16.2.-	Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	86
16.3.-	Ingresos de propiedades de inversión.	86
17.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	87
17.1.-	Vidas útiles.	87
17.2.-	Detalle de los rubros.	87
17.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	90
17.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	91
17.5.-	Costo por intereses.	91
17.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	91
18.-	DETERIORO DE ACTIVOS.	93
18.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	93
18.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	94
19.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	95

19.1.- Activos por impuestos diferidos.	95
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	95
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	96
19.4.- Compensación de partidas.	97
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	98
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	98
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	99
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	101
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	102
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	102
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	102
22.- OTRAS PROVISIONES.	103
22.1.- Provisiones – saldos.	103
22.2.- Movimiento de las provisiones.	104
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	105
23.1.- Detalle del rubro.	105
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	105
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	105
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	105
23.5.- Hipótesis actuariales.	106
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	106
24.1.- Ingresos diferidos.	106
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	107
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	107
25.2.- Bienes arrendados.	108
26.- PATRIMONIO NETO.	108
26.1.- Gestión de capital.	108
26.2.- Capital suscrito y pagado.	109
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	109
26.4.- Dividendos.	109
26.5.- Reservas.	110
26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	111
26.7.- Participaciones no controladoras.	112
26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	113
26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	113
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	114
27.1.- Ingresos ordinarios.	114
27.2.- Otros ingresos, por función.	115
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	115
28.1.- Gastos por naturaleza.	115
28.2.- Gastos de personal.	116
28.3.- Depreciación y amortización.	116
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	116
29.- RESULTADO FINANCIERO.	117
29.1.- Composición diferencias de cambio.	118
29.2.- Composición unidades de reajuste.	118
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	118

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	119
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	120
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	120
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	120
31.- GANANCIAS POR ACCION.	121
32.- INFORMACION POR SEGMENTO.	121
32.1.- Criterios de segmentación.	121
32.2.- Cuadros patrimoniales.	122
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	124
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	125
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	126
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	126
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	127
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	128
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	129
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	129
34.2.- Sanciones administrativas.	140
34.3.- Sanciones.	144
34.4.- Restricciones.	145
35.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	150
36.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	151
37.- MEDIO AMBIENTE.	151
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.	159
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	159
38.2.- Discontinuación del negocio de distribución eléctrica en Argentina y el negocio de transmisión en Chile.	159
39.- HECHOS POSTERIORES.	161

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
Correspondientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

---

1.- INFORMACION GENERAL.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (Ex Gas Natural Fenosa Chile S.A.), Rut 76.411.321-7, es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros de Chile) bajo el N° 1.141.

Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) se constituyó con fecha 23 de septiembre de 2014. Con fecha 14 de noviembre de 2014, la Sociedad declaró exitosa una OPA por el 96,5% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (GNF Chile) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en GNF Chile, la relación de canje de los accionistas minoritarios, un aumento de capital mediante la emisión de 51.980.679 acciones, modificación del nombre de la Sociedad por el de "Compañía General de Electricidad", reducción del número de directores, quórum para su funcionamiento y remuneración entre otras materias.

Con fecha 6 de julio de 2016, el accionista denominado Grupo Pérez Cruz inició una Oferta Pública por las acciones de Gasco S.A., la cual declaró exitosa con fecha 8 de agosto de 2016. Producto de lo anterior, las acciones de Gasco S.A. de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. fueron vendidas al oferente. Con la misma fecha Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) inició una Oferta Pública por la totalidad de las acciones que no controlaba de Gas Natural Chile S.A. Estas dos transacciones reafirman la presencia de la Sociedad en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica y en el negocio de gas natural, dejando de participar en el negocio del gas licuado de propano.

Con fecha 14 de octubre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de esta última en dos sociedades, una continuadora que mantiene la personalidad jurídica, razón social, rol único tributario y número de acciones emitidas y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Se acuerda en dicha Junta además entre otras materias que la División social tenga efectos financiero-contables a partir del 1 de septiembre de 2016. A partir de lo dispuesto por la Junta Extraordinaria de Accionistas Compañía General de Electricidad S.A. se concentra en los negocios del sector eléctrico, (distribución, transmisión y generación de energía eléctrica) y la escindida CGE Gas Natural S.A. en el negocio del gas natural.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con su subsidiaria Transnet S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de la Sociedad absorbida, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 30 de noviembre de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 31 de mayo de 2018, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Continuando con el plan de reorganización empresarial con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas por absorción las sociedades de servicios, Comercial y Logística General S.A., Inversiones y Gestión S.A. y Novanet S.A., y con fecha 31 de julio de 2019 fue absorbida Sociedad de Computación Binaria S.A.

Producto de las reorganizaciones sociales antes citadas Compañía General de Electricidad S.A. ha integrado en su giro las actividades de distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de generación de energía eléctrica.

Compañía General de Electricidad S.A. es integrante del grupo NATURGY ENERGY GROUP (EX GAS NATURAL FENOSA), cuya sociedad matriz es NATURGY ENERGY GROUP S.A. El accionista propietario del 96,04% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es NATURGY INVERSIONES INTERNACIONALES S.A., AGENCIA EN CHILE (Ex GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL S.A. Agencia en Chile), que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por NATURGY ENERGY GROUP S.A.

Al 31 de diciembre de 2019 los principales accionistas de NATURGY ENERGY GROUP S.A son Critería Caixa, que de manera directa posee el 20,8% y en forma indirecta el 3,7% a través de Energía Boreal 2018; CVC Capital Partners a través de Rioja Bidco Shareholdings con 20,4% y Global Infrastructure Management con 20,3% a través del fondo de inversión GIP.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 28 de enero de 2020, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.



## 2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.

### 2.1.- Sector electricidad.

#### 2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de su subsidiaria EDELMAG que en conjunto abastecen a 3.002.393 clientes entre la Región de Arica y Parinacota, Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 11.474 GWh al 31 de diciembre de 2019.

#### Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

En lo relativo al segmento de distribución, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) 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; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

#### Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee CGE en esta actividad permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

#### Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

#### Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras de CGE y EDELMAG cuentan con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, cuyas solvencias han sido clasificadas, por reconocidas empresas del mercado, en categorías de bajo nivel de riesgo.

- i) CGE: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados cuenta con contratos por el total de los consumos de sus clientes regulados, resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2017, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Producto de los mencionados procesos, CGE mantiene contratos con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA, WPD Santa Fe SpA, Energía Renovable Verano Tres Spa, Cox Energía Spa, Atacama Energy Holdings SpA y Atacama Solar S.A.

En cuanto al suministro para clientes libres, mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de abastecer requerimientos de nuevos clientes libres, como también renovar algunos contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

- ii) EDELMAG: Por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales térmicas en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

- i) Valor agregado de distribución (VAD).

La Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, modificó el marco normativo que regula el segmento de distribución de electricidad.

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio de Energía, en un procedimiento que es encabezado por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- Precio de Nudo: 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.;
- Cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión,

- Cargo por Servicio Público; y
- 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.

El precio de nudo, los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales, correspondiendo el VAD a la retribución de la empresa distribuidora.

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 empresa 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.

El Valor Agregado de Distribución remunera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- 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 determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos<sup>1</sup>.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194<sup>2</sup>, el estudio de costos debe ser licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía debe elaborar un informe técnico sobre la base del señalado estudio, respecto del cual se podrán presentar observaciones ante ese mismo organismo y, posteriormente, discrepancias ante el Panel de Expertos.

---

<sup>1</sup> Esta tasa entrará en vigencia a contar del próximo proceso tarifario, correspondiente al cuadrienio 2020-2024. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

<sup>2</sup> Este procedimiento se aplicará en el próximo proceso tarifario, correspondiente al cuadrienio 2020-2024.

Con los VAD definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, reflejan las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad. Esto es sin perjuicio que en la Ley N° 21.194 se estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes en función del aumento de sus costos y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la Comisión Nacional de Energía e incluidos en el decreto tarifario cuatrienal.

La Ley establece que al momento de la fijación de tarifas las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda comprendida entre 3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por arriba de la tasa de descuento que haya sido determinada. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora, dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

Actualmente, las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios se encuentran establecidas en el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017 en el Diario Oficial, las cuales tendrán vigencia hasta el mes de noviembre de 2020, el cual fue modificado mediante el Decreto N° 5T-2018 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018, mediante el cual se actualizaron algunos de los parámetros con el objeto de - en conformidad con lo establecido en el artículo segundo de la Ley N° 21.076 - incorporar los mayores costos asociados a los estándares y exigencias de calidad y seguridad de servicio y de suministro establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio de Sistemas de Distribución, publicada en diciembre de 2017.

Al respecto, cabe señalar que, el 26 de julio de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras los ajustes tarifarios, en conformidad con los criterios y metodologías definidos por la Comisión Nacional de Energía en su informe comunicado el 24 de julio del mismo año, con el objeto de retirar del nivel tarifario los costos asociados a la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control ("medidores inteligentes") que había sido establecida en la referida Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341-2017 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución así como los servicios no consistentes en suministro de energía.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía debe encargar un estudio de costos que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancias, ellas son sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

El 24 de julio de 2018, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 13T-2017 del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al cuadrienio 2016-2020.

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, CGE a través de su empresa relacionada Energía San Juan S.A., abastece a 237.288 clientes distribuidos en la provincia de San Juan, en la Región de Cuyo, al oeste de la República Argentina, con ventas físicas que alcanzaron a 1.598 GWh acumulados al 31 de diciembre de 2019.

Demanda:

Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica está influenciada por el incremento del consumo, el cual se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde el Grupo CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo.

Precios:

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Secretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que, en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo CGE en Argentina, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. Suscritas dichas renegociaciones y bajo la vigencia de los términos y condiciones de dichos acuerdos, se ha reducido el factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

### 2.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

Participación de mercado de CGE:

A partir de la publicación de la Ley N° 20.936, el 20 de julio de 2016, se modificó el marco regulatorio de los sistemas de transmisión, bajo el cual dichos sistemas se clasifican en: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Transmisión Asociada a Polos de Desarrollo y Transmisión de Interconexión Internacional.

Los sistemas de Transmisión Nacional están conformados por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, mientras que los sistemas de Transmisión Zonal corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación. Por su parte, los sistemas de Transmisión Dedicada corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

En la actualidad, CGE está presente en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Biobío, Araucanía y de Los Ríos, principalmente con instalaciones de Transmisión Zonal.

Los futuros proyectos de CGE se orientan a seguir creciendo en el desarrollo de sistemas de Transmisión Zonal del país. La significativa expansión y el aumento sostenido del consumo de electricidad aseguran una correspondiente proyección y estabilidad de crecimiento para CGE en este segmento.

#### Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de Transmisión Zonal corresponde principalmente a los requerimientos de CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a inyecciones efectuadas al sistema de Transmisión Zonal por empresas de generación. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos de las empresas y el crecimiento económico imperante en sus zonas de operación, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por CGE. Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

#### Precios:

La definición de los segmentos que conforman el sistema de transmisión eléctrica y la metodología de tarifación de cada uno de ellos están contenidos en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y sus modificaciones, particularmente la realizada mediante la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión).

Las instalaciones existentes de transmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, considerando una tasa de descuento que se determina en cada proceso, con un piso del 7% y un techo del 10% real anual después de impuestos<sup>3</sup>.

En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho periodo, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes.

En el caso de ampliaciones de instalaciones en dichos segmentos, 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).

La remuneración vigente de las instalaciones existentes de Transmisión Nacional fue fijada mediante Decreto 23T-2015 del Ministerio de Energía, publicado el 3 de febrero de 2016, con vigencia desde el 1 de enero de 2016, mientras que la de instalaciones de Transmisión Zonal fue fijada en el Decreto 6T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 5 de octubre de 2017, cuya vigencia se inicia el 1 de enero de 2018.

---

<sup>3</sup> Esta tasa entrará en vigencia a contar del próximo proceso de tarifación, correspondiente al cuatrienio 2020-2023. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos



Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los diferentes modelos de remuneración señalados precedentemente, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía, con ocasión de la determinación de los precios de nudo de corto plazo.

Particularmente, en el informe que determina los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta N° 815-2019 de la Comisión Nacional de Energía, se incorpora un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales.

#### 2.1.4. Generación de energía eléctrica.

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de la sociedad Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 110 MW.

### 3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los periodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

#### 3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.

Los presentes estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. al 31 de diciembre de 2019 y 2018 han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados se describen en Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2019.

3.2.1.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en enero de 2016, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.

La Sociedad ha realizado una evaluación detallada de los impactos de la NIIF 16. La Sociedad producto de la adopción ha registrado al 1 de enero de 2019 un incremento en sus pasivos netos por arrendamiento y un incremento en activos por derechos de uso de M\$ 10.879.471.

3.2.2.- CINIIF 23 “Tratamiento sobre posiciones fiscales inciertas”. Emitida en junio de 2017. La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos sobre la renta cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 Impuestos sobre la renta. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:

- Si una entidad considera el tratamiento de posiciones fiscales inciertas por separado
- Las suposiciones que una entidad hace sobre la evaluación de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales
- Cómo una entidad determina la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas impositivas.
- Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias.

3.2.3.- NIIF 3 “Combinaciones de negocios”. Esta enmienda aclara que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable.

3.2.4.- NIIF 9 “Instrumentos financieros”. Las modificaciones a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio sólo de pagos de principal más intereses independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las modificaciones a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio sólo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos.

- 3.2.5.- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. La enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la NIIF 3. Las modificaciones aclaran que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación.
- 3.2.6.- NIC 12 “Impuestos a las Ganancias”. Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.
- 3.2.7.- NIC 23 “Costos por préstamos”. Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completos.
- 3.2.8.- NIC 28 “Inversiones en asociadas”. Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 Instrumentos Financieros para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones.
- 3.2.9.- NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Las enmiendas a IAS 19 abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte.

Las enmiendas especifican que cuando una modificación, reducción o liquidación de un plan se produce durante el período de reporte anual, la entidad debe:

- Determinar el costo actual de servicios por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales usados para medir nuevamente el pasivo (activo) por beneficios definidos, neto, reflejando los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento

- Determinar el interés neto por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo), neto por beneficios definidos que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento y la tasa de descuento utilizada para medir nuevamente el pasivo (activo) neto por beneficios definidos
- 3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2019, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.
- 3.3.1.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.
- 3.3.2.- NIIF 17 “Contratos de Seguros”. Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.
- La NIIF17 es efectiva para periodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15.
- 3.3.3.- “Marco Conceptual”. El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.
- Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular. El Marco Conceptual revisado entra en vigencia para periodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2020.
- 3.3.4.- NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. El IASB emitió enmiendas en cuanto a la definición de un negocio en NIIF 3, para ayudar a las entidades a determinar si un conjunto adquirido de actividades y activos es un negocio o no. El IASB aclara cuales son los requisitos mínimos para definir un negocio, elimina la evaluación respecto a si los participantes del mercado son capaces de reemplazar cualquier elemento faltante, incluye orientación para ayudar a las entidades a evaluar si un proceso adquirido es sustantivo, reduce las definiciones de un negocio y productos e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

Las enmiendas se tienen que aplicar a las combinaciones de negocios o adquisiciones de activos que ocurran en o después del comienzo del primer período anual de presentación de reporte que comience en o después del 1 de enero de 2020. En consecuencia, las entidades no tienen que revisar aquellas transacciones ocurridas en periodos anteriores. La aplicación anticipada está permitida y debe ser revelada.

- 3.3.5.- NIC 1 "Presentación de Estados Financieros" y NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en la Estimaciones Contables y Errores". En octubre de 2018, el IASB emitió enmiendas a NIC 1 y NIC 8, para alinear la definición de "material" en todas las normas y para aclarar ciertos aspectos de la definición. La nueva definición establece que, la información es material si omitirla, declararla erróneamente o esconderla razonablemente podría esperarse que influya en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman con base en esos estados financieros, los cuales proporcionan información financiera acerca de una entidad específica que reporta.

Las enmiendas deben ser aplicadas prospectivamente. La aplicación anticipada está permitida y debe ser revelada.

- 3.3.6.- Enmienda a NIIF 9 "Instrumentos financieros" y NIC 39 "Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición" y NIIF 7 "Instrumentos financieros: información a revelar". En septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a las normas NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, que concluye la primera fase de su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias en la información financiera. Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, previo al reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por tasas alternativas de interés casi libres de riesgo.

Las enmiendas deben ser aplicadas retrospectivamente. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente descontinuada, no puede ser reintegrada con la aplicación de estas enmiendas, ni se puede designar una relación de cobertura usando el beneficio de razonamiento en retrospectiva. La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

#### 3.4.- Bases de consolidación.

##### 3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. tiene el control. Consideramos que mantenemos control cuando:

- Se tiene el poder sobre la entidad;
- Se está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en las sociedades.
- Se tiene la capacidad de afectar los retornos mediante su poder sobre la entidad.

Se considera que Compañía General de Electricidad S.A. tiene poder sobre una entidad, cuando tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa los retornos de la entidad. El poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el interés no controlador a su valor razonable o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

#### 3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

Compañía General de Electricidad S.A. trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando Compañía General de Electricidad S.A. deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remediado a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros Resultados Integrales son reclasificados a resultados.

#### 3.4.3.- Negocios conjuntos.

Las participaciones en negocios conjuntos se reconocen como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, mediante el método de la participación que se detalla en la NIC 28 párrafo 10.

#### 3.4.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de Compañía General de Electricidad S.A. en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, Compañía General de Electricidad S.A. no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre Compañía General de Electricidad S.A. y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado consolidado de resultados.

### 3.5.- Entidades subsidiarias.

#### 3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-12-2019			31-12-2018
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	99,89482%	0,00000%	99,89482%	99,89482%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,00000%	99,07000%	99,07000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	99,99936%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	99,99999%

#### 3.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Los estados financieros de las subsidiarias que además consolidan incluyen las siguientes sociedades:

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2019		31-12-2018	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	54,48850%	55,00000%	54,48850%
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas	CL \$	CGE Magallanes S.A.	55,10821%	55,16492%	55,10821%	55,16492%
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Kuzma Slavic 1069, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	90,00000%	49,59621%	90,00000%	49,59621%
0-E	Agua Negra S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	100,00000%	99,99164%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%
0-E	Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	Agua Negra S.A.	0,00000%	0,00000%	98,03450%	99,99650%

#### 3.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

##### 3.5.3.1 Perímetro de consolidación directo.

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación directo de nuestras subsidiarias para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Con fecha 31 de mayo de 2018, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.



Con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas en CGE las sociedades de servicios Comercial & Logística General S.A., Inversiones y Gestión S.A. y Novanet S.A.

Con fecha 31 de julio de 2019 fue fusionada en CGE la Sociedad de Computación Binaria S.A.

Con fecha 1 de octubre de 2019 la Sociedad enajenó 625.250.732 acciones representativas del 99,99999% de Transemel S.A: a las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

### 3.5.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

Con fecha 11 de noviembre de 2019 se procedió a la liquidación de la sociedad Los Andes Huarpes S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

### 3.5.4.- Entidades asociadas y control conjunto contabilizadas mediante el método de la participación.

#### 3.5.4.1.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	Pais	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2019		31-12-2018	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	50,00000%	49,99582%
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Avda. Avellaneda 205, San Miguel De Tucumán	AR \$	CGE Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	19,50000%	19,42211%
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE S.A.	0,00000%	0,00000%	10,00000%	10,00000%
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A - CGE S.A.	50,00000%	49,99589%	0,00000%	0,00000%
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	2,60000%	2,59978%	0,00000%	0,00000%
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	50,00000%	49,99582%	0,00000%	0,00000%

Con fecha 10 de julio de 2019, CGE y su filial CGE Argentina S.A. ("CGEA") celebraron un contrato de permuta con la Sociedad Argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual, sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre, CGE y CGEA enajenó a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA) y a su vez CGE y CGEA adquirió las participaciones accionarias directas e indirectas que poseía CECSA en las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas argentinas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A., que operan también en la zona Noroeste de Argentina.

En virtud del contrato, CGE y CGEA enajenaron a CECSA el total de sus participaciones, directas e indirectas en las distribuidoras de electricidad y subsidiarias (50% de la propiedad accionaria de EDET y 45% de la propiedad accionaria de EJESA y EJSEDSA), y adquirieron el total de la participación accionaria de CECSA y sus afiliadas en las empresas de gas referidas (50% de la propiedad accionaria de Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.).

### 3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

#### 3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Compañía General de Electricidad S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

#### 3.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejadas de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

3.6.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$
31-12-2019	748,74	839,58	28.309,94	12,51
31-12-2018	694,77	794,75	27.565,79	18,41

CL \$ Pesos chilenos                      US \$ Dólares estadounidenses  
U.F. Unidades de fomento              AR \$ Pesos argentinos  
EUR \$ Euros

3.6.4.- Entidades de Compañía General de Electricidad S.A.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de Compañía General de Electricidad S.A., que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada (goodwill) y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del ejercicio o período, según corresponda.

### 3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico Chile, eléctrico Argentina y servicios, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

### 3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios del Grupo CGE, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Las construcciones u obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez terminado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de ese momento comienza su depreciación.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

### 3.9.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por Compañía General de Electricidad S.A. El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

Se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en la venta o retiro de propiedades de inversión se reconocen en los resultados del ejercicio y se determina como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

### 3.10.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en una coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de una combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

### 3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

#### 3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.

#### 3.11.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo o al valor asignado en combinación de negocios. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

#### 3.11.3.- Concesiones de servicios públicos.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base al valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Asimismo, las concesiones de distribución y transporte eléctrico en Chile, adquiridas todas ellas básicamente como parte de combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

Las concesiones de distribución de electricidad en la República de Argentina, se valoran de acuerdo a CINIIF 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

#### 3.11.4.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por Compañía General de Electricidad S.A., y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

#### 3.11.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o periodo posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.



### 3.12.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (costos financieros).

### 3.13.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

### 3.14.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.

Los activos no corrientes (y grupos en disposición) son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor de libros o al valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor.

### 3.15.- Activos financieros.

La NIIF 9 Instrumentos Financieros reemplaza a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición para los períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2018, que reúne los tres aspectos de la contabilidad de los instrumentos financieros: clasificación y medición; deterioro y contabilidad de cobertura.

#### 3.15.1.- Clasificación y medición.

El Grupo CGE mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

Los instrumentos financieros de deuda se miden posteriormente al valor razonable con cambios en resultados, el costo amortizado o el valor razonable a través de otro resultado integral. La clasificación se basa en dos criterios: el modelo de negocio del Grupo para administrar los activos; y si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos representan únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente (criterio SPPI).

La nueva clasificación y medición de los activos financieros de deuda del Grupo CGE son los siguientes:

- Instrumentos de deuda a costo amortizado para activos financieros que se mantienen dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros a fin de recolectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio SPPI. Esta categoría incluye las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, y los préstamos incluidos en Otros activos financieros no corrientes.
- Instrumentos de deuda en otro resultado integral, con ganancias o pérdidas recicladas a resultados en el momento de su realización. Los activos financieros en esta categoría son los instrumentos de deuda cotizados del Grupo que cumplen con el criterio SPPI y se mantienen dentro de un modelo comercial tanto para cobrar los flujos de efectivo como para vender.

Otros activos financieros se clasifican y, posteriormente, se miden de la siguiente manera:

- Instrumentos de capital en otro resultado integral, sin reciclaje de ganancias o pérdidas a resultados en el momento de su realización. Esta categoría solo incluye los instrumentos de capital, que el Grupo tiene la intención de mantener en el futuro previsible y que el Grupo CGE ha elegido irrevocablemente para clasificarlos en el reconocimiento inicial o la transición. El Grupo CGE clasificó sus instrumentos de patrimonio no cotizados como instrumentos de patrimonio en otro resultado integral.
- Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados comprenden instrumentos derivados e instrumentos de capital cotizados que el Grupo CGE no ha elegido irrevocablemente, en el reconocimiento inicial o transición, para clasificar en otros resultados integrales. Esta categoría también incluye instrumentos de deuda cuyas características de flujo de caja no cumplan con el criterio SPPI o que no se encuentren dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo sea recolectar flujos de efectivo contractuales o acumular flujos de efectivo contractuales y vender.

La contabilidad de los pasivos financieros del Grupo CGE permanece en gran medida igual a la NIC 39. De forma similar a los requerimientos de la NIC 39, la NIIF 9 requiere que los pasivos con contraprestación contingente se traten como instrumentos financieros medidos a valor razonable, con los cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas.

Conforme a la NIIF 9, los derivados implícitos ya no están separados de un activo financiero principal. En cambio, los activos financieros se clasifican según sus términos contractuales y el modelo de negocio del Grupo.

### 3.15.2.- Deterioro.

La NIIF 9 requiere que el Grupo CGE registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. El Grupo CGE aplicó el modelo simplificado y registró las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales.

El Grupo CGE ha establecido una matriz de provisiones que se basa en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para otros activos financieros de la deuda, la pérdida esperada se basa en la pérdida esperada de 12 meses. La pérdida crediticia esperada de 12 meses es la porción de pérdida esperada de por vida que resulta de eventos predeterminados en un instrumento financiero que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de presentación. Sin embargo, cuando ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el origen, la asignación se basará en la pérdida esperada de por vida.

La adopción de los requisitos de deterioro de pérdidas crediticias esperadas de la NIIF 9 dio como resultado aumentos en las provisiones por deterioro de los activos financieros de deuda del Grupo CGE, los cuales se revelan en nota 8. El aumento en la asignación dio como resultado el ajuste a las ganancias retenidas (Nota 26).

### 3.15.3.- Contabilidad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. Compañía General de Electricidad S.A., designa determinados derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

Compañía General de Electricidad S.A. documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

#### 3.15.3.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

#### 3.15.3.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

#### 3.15.3.3.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

#### 3.15.3.4. Derivados a valor razonable a través de resultados.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

El Grupo CGE no tuvo impactos en coberturas como resultado de la aplicación de NIIF 9 a contar del 1 de enero de 2018.

#### 3.16.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina de acuerdo al método de precio medio ponderado (PMP).

Los costos de los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

#### 3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

#### 3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

#### 3.19.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

#### 3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

### 3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que Compañía General de Electricidad S.A. tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

### 3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera, en los países en los que las subsidiarias y asociadas de Compañía General de Electricidad S.A. operan y generan renta gravable.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

### 3.23.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.

#### 3.23.1.- Vacaciones del personal.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

### 3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

Compañía General de Electricidad S.A. mantiene en algunas de sus subsidiarias, beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

### 3.23.3.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

Compañía General de Electricidad S.A. constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

### 3.23.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.24.3.-se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

#### 3.23.5.- Premios de antigüedad.

Compañía General de Electricidad S.A. tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los periodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

#### 3.23.6.- Participación en las utilidades.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

#### 3.24.- Provisiones.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- Compañía General de Electricidad S.A. tiene una obligación presente, ya sea legal o constructiva, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe puede ser estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de Compañía General de Electricidad S.A. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de cierre de los estados financieros, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

#### 3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias cumplirán con todas las condiciones establecidas.



Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

### 3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

### 3.27.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios se reconocen por un monto que refleja la contraprestación recibidas o a recibir que la entidad tiene derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. La entidad ha analizado y tomado en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes (identificación del contrato, identificar obligaciones de desempeño, determinar el precio de la transacción, asignar el precio, reconocer el ingreso). También ha evaluado la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la norma y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A., tal y como se describe a continuación:

#### 3.27.1.- Ventas de electricidad.

Los contratos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

#### 3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio, dado que en dichos contratos existe una obligación de desempeño.

### 3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes incluyen por lo general una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de bienes se registra en base a la facturación efectiva.

### 3.27.4.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

### 3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho de recibirlos o se percibe su pago.

### 3.27.6.- Ingresos por construcción de obras.

Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método del producto (grado de avance físico). Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato.

## 3.28.- Arrendamientos.

### 3.28.1.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario.

Compañía General de Electricidad S.A. arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, la Sociedad reconoce los activos y pasivos derivados del contrato de arrendamiento con duración superior a 12 meses y de valor subyacente significativo en base a NIIF 16. Como arrendatario reconocerá los activos por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento que representa la obligación de los pagos mínimos por este concepto.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen como pasivos por arrendamientos. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.

3.28.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendador.

Cuando los activos son arrendados, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.29.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.30.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para el desarrollo de los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, depreciaciones de instalaciones y mano de obra directa a servicios prestados. Estos costos incluyen principalmente los costos de adquisición netos de descuentos obtenidos, los gastos e impuestos no recuperables.

3.31.- Estado de flujos de efectivo.

El Estado de Flujos de Efectivo Consolidado ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- Actividades de operación: Actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: Actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de operación.

El Grupo CGE no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de diciembre de 2019 y 2018. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

#### 4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

Compañía General de Electricidad S.A. efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo período se presentan a continuación.

##### 4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2019 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1).

##### 4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. Compañía General de Electricidad S.A. aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. Compañía General de Electricidad S.A. utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de EBITDA para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

##### 4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad ("los beneficios") depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

Compañía General de Electricidad S.A. determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza Compañía General de Electricidad S.A. para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, Compañía General de Electricidad S.A. considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 23.5 se presenta información adicional al respecto.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

#### 4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

CGE y subsidiarias efectúan periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado, si corresponde, para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR /VI es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

#### 4.5.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.

Los precios de compra de energía y potencia establecidos en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En este contexto, el 28 de septiembre de 2018, el 6 de mayo de 2019 y el 5 de octubre de 2019 fueron publicados los Decretos N° 7T-2018, N° 20T-2018 y N° 7T-2019, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de julio de 2018, 1 de enero de 2019 y 1 de julio de 2019, respectivamente.

El 2 de noviembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes regulados).
- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio (PNP), los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.
- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso de que el cálculo de precios de nudo promedio sea mayor al PEC, los precios serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.

- La Comisión Nacional de Energía calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo USD 1.350 millones, no se podrán incrementar los saldos no recaudados.
- Los saldos no recaudados no devengarán interés, salvo a partir del 1 de enero de 2026 (libor de 6 meses más un spread correspondiente al riesgo país a la fecha de aplicación).
- Se considerarán para el mecanismo sólo aquellos contratos que inicien suministro antes de 2021.
- La Comisión Nacional de Energía deberá establecer mediante resolución exenta las reglas necesarias para la implementación del mecanismo de estabilización.
- Se deroga el Decreto N° 7T-2019 (precios de nudo promedio de julio de 2019), extendiéndose la vigencia del Decreto 20T-2018 hasta la publicación del decreto que corresponda dictar con posterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Por otro lado, en relación con la remuneración de las instalaciones de transmisión, el 3 de febrero de 2015 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 23T-2015 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual de transmisión por tramo de las instalaciones de Transmisión Nacional y sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2016. Asimismo, el 5 de octubre de 2018 fue publicado el Decreto N° 6T-2017 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual por tramo de las instalaciones de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2018.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los decretos señalados precedentemente, junto con los valores adjudicados como resultados de los procesos de licitación de instalaciones de transmisión efectuados, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía, con ocasión de la determinación de los precios de nudo de corto plazo.

Particularmente, en el informe que determina los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta N° 815-2019 de la Comisión Nacional de Energía, se incorpora un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales.

Finalmente, la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Con todo, las diferencias originadas por la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión, ya sea debido a que se publiquen en fechas posteriores a las del inicio de sus vigencias o a la implementación de los mecanismos de estabilización descritos precedentemente, deberán ser traspasadas a los clientes regulados, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que tendrá en las cuentas de los clientes finales.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, se encuentra pendiente por parte de la Comisión Nacional de Energía de la Resolución que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la LEY.

## 5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sometidas CGE y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

### 5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas de CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el ente regulador permite obtener una rentabilidad razonable. Esto último gracias a que los precios de venta de energía son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, tanto en las actividades de distribución y transmisión. Los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A., en orden a prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros identificados.

#### 5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a que los negocios en que participan las empresas de CGE son fundamentalmente en pesos y unidades de fomento (UF), se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Al 31 de diciembre de 2019, el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$ 6.443.704. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 0,52% de la deuda financiera total, lo que implica que el 99,48% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-12-2019		31-12-2018	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	647.809.744	52,26%	695.954.561	54,29%
Deuda en unidades de fomento	171.760.917	13,86%	167.048.584	13,03%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	413.504.910	33,36%	405.019.516	31,59%
Deuda en moneda extranjera - m/e	6.443.704	0,52%	13.910.129	1,09%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>1.239.519.275</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.281.932.790</b>	<b>100,00%</b>

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E, K, M, y N, con lo cual el 85,62% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

A continuación, se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de CGE y sus subsidiarias ante la variación en el tipo de cambio.

Al 31 de diciembre de 2019, el valor del peso argentino se ubicó en \$ 12,51, es decir un 32,05% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2018, fecha en que alcanzó un valor de \$ 18,41.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MAr\$	M\$	
Saldos al 31 de diciembre de 2019		12,51	515.084	6.443.704	
	-1%	12,38	515.084	6.379.267	(64.437)
	1%	12,64	515.084	6.508.141	64.437

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al peso argentino al cierre del periodo habría generado un impacto negativo en M\$ 64.437 en la utilidad antes de impuesto de CGE y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio.

#### 5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 31 de diciembre de 2019, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 13,86% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2019, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 1.717.609 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

#### 5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 23,9% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos bases en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$ 2.867.966

#### 5.1.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. Las empresas que pertenecen a CGE mantienen una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, un 89,7% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo.



Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa CGE. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus filiales.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de CGE y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2019	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	133.211.940	380.429.099	186.169.127			699.810.166
Bonos	31.013.718	60.877.655	193.800.511	207.892.578	305.795.256	799.379.718
<b>Total</b>	<b>164.225.658</b>	<b>441.306.754</b>	<b>379.969.638</b>	<b>207.892.578</b>	<b>305.795.256</b>	<b>1.499.189.884</b>
Porcentualidad	11%	30%	25%	14%	20%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2018	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	206.509.447	394.226.605	177.527.235			778.263.287
Bonos	21.520.888	60.023.808	148.434.461	213.752.761	356.156.337	799.888.255
<b>Total</b>	<b>228.030.335</b>	<b>454.250.413</b>	<b>325.961.696</b>	<b>213.752.761</b>	<b>356.156.337</b>	<b>1.578.151.542</b>
Porcentualidad	14%	29%	21%	13%	23%	100%

#### 5.1.5.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario, lo que, junto con lo atomizada de la cartera de clientes, reduce aún más la probabilidad de incobrabilidad.

En el siguiente cuadro se refuerza el bajo riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 3,7 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 4,58% del total de Ingresos Operacionales anuales.

5.1.6.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Conceptos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.800.759.943	1.673.907.068
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	653.936.895	489.552.753
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	98.091.564	89.995.755
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,7	2,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,58%	4,52%

El análisis de deuda financiera a valor de mercado consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado, de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

Los principales pasivos financieros de CGE incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación, se presenta un resumen de los pasivos financieros de CGE y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2019, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2019	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	654.253.448	653.722.270	-0,08%
Bonos	585.265.827	679.060.583	16,03%
<b>Total pasivo financiero</b>	<b>1.239.519.275</b>	<b>1.332.782.853</b>	<b>7,52%</b>

Deuda al 31 de diciembre de 2018	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	709.864.690	709.564.847	-0,04%
Bonos	572.068.100	645.195.514	12,78%
<b>Total pasivo financiero</b>	<b>1.281.932.790</b>	<b>1.354.760.361</b>	<b>5,68%</b>

\*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

5.1.7. Restricciones financieras

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con bancos acreedores y tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros tal como se detalla en Nota 34.4.

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>Efectivo</b>		
Efectivo en caja.	407.201	149.907
Saldos en bancos.	3.061.478	4.658.037
<b>Total efectivo.</b>	<b>3.468.679</b>	<b>4.807.944</b>
<b>Equivalente al efectivo</b>		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	28.000.000	
Otros equivalentes al efectivo (*).	24.728.649	
<b>Total equivalente al efectivo.</b>	<b>52.728.649</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>56.197.328</b>	<b>4.807.944</b>
<b>(*) Otros equivalentes al efectivo</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>	<b>31-12-2018 M\$</b>
Cuotas de fondos mutuos.	24.728.649	
<b>Total otros equivalentes al efectivo.</b>	<b>24.728.649</b>	<b>0</b>

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	55.272.107	3.793.668
	US \$	718.364	796.950
	AR \$	206.109	216.609
	EUR \$	748	717
<b>Total</b>		<b>56.197.328</b>	<b>4.807.944</b>

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 no difieren del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

## 6.2.- Detalles flujos de efectivo.

El siguiente es el detalle de la composición de los otros cobros y pagos por actividades de la operación al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2019	01-01-2018
	31-12-2019	31-12-2018
	M\$	M\$
<b>Otros cobros por actividades de operación</b>		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	38.391.403	65.015.953
Otros cobros	156.874	64.959
<b>Total otros cobros por actividades de operación</b>	<b>38.548.277</b>	<b>65.080.912</b>
<b>Otros pagos por actividades de operación</b>		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(48.497.101)	(15.839.040)
Pago de IVA, débito y crédito bancario e impuestos municipales Argentina	(19.191.412)	(11.049.617)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(53.650)	(83.324)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(67.742.163)</b>	<b>(26.971.981)</b>

## 7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2019		31-12-2018	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	11.855.252	6.540.435	5.602.860	
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
<b>Total</b>	<b>11.855.252</b>	<b>6.715.436</b>	<b>5.602.860</b>	<b>175.001</b>

### 7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés y unidad de fomento. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo el rubro "otros activos financieros y otros pasivos financieros".

Los contratos de derivados que no hayan madurado, son valorizados a su valor razonable y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en las cuentas de patrimonio denominada otro resultado integral o en el resultado del ejercicio, según el tipo de cobertura.

El Grupo CGE no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. A continuación se detalla la composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo	11.855.252	5.602.860	6.540.435	
<b>Total</b>					<b>11.855.252</b>	<b>5.602.860</b>	<b>6.540.435</b>	<b>0</b>

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
					CGE S.A.	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.
<b>Total</b>					<b>1.989.786</b>	<b>4.546.513</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.

### 7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
			31-12-2019	31-12-2018		
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
<b>Total</b>					<b>175.001</b>	<b>175.001</b>

### 7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIIF 9. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información ("inputs") provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).
- Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basen en datos de mercados observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

7.3.1.- Activos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	11.855.252	6.540.435		18.395.687	
<b>Total</b>	<b>11.855.252</b>	<b>6.540.435</b>	<b>0</b>	<b>18.395.687</b>	<b>0</b>

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	5.602.860			5.602.860	
<b>Total</b>	<b>5.602.860</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.602.860</b>	<b>0</b>

7.3.2.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.989.786			1.989.786	
<b>Total</b>	<b>1.989.786</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.989.786</b>	<b>0</b>

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	4.546.513			4.546.513	
<b>Total</b>	<b>4.546.513</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.546.513</b>	<b>0</b>

### 7.3.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros disponibles para la venta que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2. El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Conforme a NIIF 9, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

## 8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

### 8.1.- Composición del rubro.

#### 8.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Deudores comerciales, neto.	394.275.293	348.127.736	16.458.105	15.923.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	397.370	388.567	1.813.229	2.240.287
Otras cuentas por cobrar, neto.	20.365.244	32.030.405	122.536.090	846.384
<b>Total</b>	<b>415.037.907</b>	<b>380.546.708</b>	<b>140.807.424</b>	<b>19.010.290</b>

### 8.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>Por cobrar al personal</b>				
Préstamos al personal.	1.780.294	1.792.525	342.490	391.982
Anticipo de remuneraciones.	300.836	370.745		
Fondos por rendir.	17.154	90.228		
<b>Sub total</b>	<b>2.098.284</b>	<b>2.253.498</b>	<b>342.490</b>	<b>391.982</b>
<b>Impuestos por recuperar</b>				
Iva crédito fiscal.	276.780	2.431.254		
<b>Sub total</b>	<b>276.780</b>	<b>2.431.254</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Deudores varios</b>				
Deudores varios. (*)	975.144	10.796.803	120.749.437	
Anticipo Proveedores.	14.073.972	11.491.433		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			1.436.353	449.824
Boletas garantías.	563	898		
Otros documentos por cobrar.	4.024.355	3.435.587	7.810	4.578
Otros.	776.348	2.030.082		
Provisión de deterioro.	(1.860.202)	(409.150)		
<b>Sub total</b>	<b>17.990.180</b>	<b>27.345.653</b>	<b>122.193.600</b>	<b>454.402</b>
<b>Total</b>	<b>20.365.244</b>	<b>32.030.405</b>	<b>122.536.090</b>	<b>846.384</b>

(\*) Ver Nota N° 4.5

### 8.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Deudores comerciales, bruto.	490.176.141	437.714.341	16.788.619	15.923.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	397.370	388.567	1.813.229	2.240.287
Otras cuentas por cobrar, bruto.	22.225.446	32.439.555	122.536.090	846.384
<b>Total</b>	<b>512.798.957</b>	<b>470.542.463</b>	<b>141.137.938</b>	<b>19.010.290</b>

### 8.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Deudores comerciales.	96.231.362	89.586.605
Otras cuentas por cobrar.	1.860.202	409.150
<b>Total</b>	<b>98.091.564</b>	<b>89.995.755</b>



El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldo inicial.	89.995.755	105.580.654
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del periodo o ejercicio.	(11.534.526)	(42.605.712)
Desapropiación de subsidiaria	(140.506)	
Aplicación NIIF 9 (*)		8.928.212
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(160.900)	(235.097)
Aumento (disminución) del periodo o ejercicio.	19.931.741	18.327.698
<b>Total</b>	<b>98.091.564</b>	<b>89.995.755</b>

(\*) La NIIF 9 requiere que el Grupo CGE registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. En la adopción de la NIIF 9 el Grupo aplicó el modelo simplificado y registró las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales. El Grupo determinó en 2018 que, debido a la naturaleza de sus préstamos y partidas a cobrar, las pérdidas por deterioro se incrementaron en M\$ 8.928.212 con la correspondiente disminución de los pasivos por impuesto diferido en M\$ 2.410.617 (Nota 19.3).

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N°147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

Compañía General de Electricidad S.A. ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos que se incluyen en la matriz de cálculo de pérdida esperada basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo CGE, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	31-12-2019			31-12-2018		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	555.112	(157.742)	397.370	609.856	(203.018)	406.838
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.739.005	(333.629)	1.405.376	1.992.023	(454.267)	1.537.756
Más de cinco años.	432.122	(24.269)	407.853	750.592	(66.332)	684.260
<b>Total</b>	<b>2.726.239</b>	<b>(515.640)</b>	<b>2.210.599</b>	<b>3.352.471</b>	<b>(723.617)</b>	<b>2.628.854</b>

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

31-12-2019	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	296.674.302	59.194.840	17.990.986	12.465.678	8.678.668	6.076.438	5.524.284	5.121.173	4.664.514	90.573.877	506.964.760	490.176.141	16.788.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	2.210.599										2.210.599	397.370	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.592.907	67.419	58.691				4.188			140.038.331	144.761.536	22.225.446	122.536.090
Provision deterioro Deudores Comerciales	(2.383.854)	(2.074.760)	(2.958.327)	(2.736.085)	(2.436.771)	(2.152.393)	(3.240.178)	(2.330.094)	(2.387.874)	(73.531.026)	(96.231.362)	(95.900.848)	(330.514)
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(1.860.202)	(1.860.202)	(1.860.202)	
<b>Total</b>	<b>301.093.954</b>	<b>57.187.499</b>	<b>15.091.350</b>	<b>9.729.593</b>	<b>6.241.897</b>	<b>3.924.045</b>	<b>2.288.294</b>	<b>2.791.079</b>	<b>2.276.640</b>	<b>155.220.980</b>	<b>555.845.331</b>	<b>415.037.907</b>	<b>140.807.424</b>

31-12-2018	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	246.049.808	75.916.531	18.292.409	9.289.903	5.628.354	5.086.511	3.787.723	3.046.558	2.822.680	83.717.483	453.637.960	437.714.341	15.923.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	2.628.854										2.628.854	388.567	2.240.287
Otras cuentas por cobrar, bruto.	32.251.619	59.734	71.980				39.054			863.552	33.285.939	32.439.555	846.384
Provision deterioro Deudores Comerciales	(2.698.332)	(1.188.602)	(934.060)	(1.168.089)	(1.626.636)	(1.471.141)	(1.467.163)	(1.464.452)	(1.300.732)	(76.267.398)	(89.586.605)	(89.586.605)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(409.150)	(409.150)	(409.150)	
<b>Total</b>	<b>278.231.949</b>	<b>74.787.663</b>	<b>17.430.329</b>	<b>8.121.814</b>	<b>4.001.718</b>	<b>3.615.370</b>	<b>2.359.614</b>	<b>1.582.106</b>	<b>1.521.948</b>	<b>7.904.487</b>	<b>399.556.998</b>	<b>380.546.708</b>	<b>19.010.290</b>

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

31-12-2019								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)		176.219.314					176.219.314	0
Por vencer. (2)	534.412	99.186.003	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	120.454.988	(2.383.854)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>534.412</b>	<b>275.405.317</b>	<b>(696.579)</b>	<b>271.760</b>	<b>21.268.985</b>	<b>(1.687.275)</b>	<b>296.674.302</b>	<b>(2.383.854)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	473.573	57.930.481	(1.492.151)	11.502	1.264.359	(582.609)	59.194.840	(2.074.760)
Entre 31 y 60 días	98.103	17.271.238	(2.574.028)	5.487	719.748	(384.299)	17.990.986	(2.958.327)
Entre 61 y 90 días	66.849	12.070.603	(2.403.980)	4.547	395.075	(332.105)	12.465.678	(2.736.085)
Entre 91 y 120 días	37.981	8.344.730	(2.160.955)	4.287	333.938	(275.816)	8.678.668	(2.436.771)
Entre 121 y 150 días	38.826	5.822.776	(1.931.000)	3.878	253.662	(221.393)	6.076.438	(2.152.393)
Entre 151 y 180 días	21.706	5.222.845	(2.930.940)	3.233	301.439	(309.238)	5.524.284	(3.240.178)
Entre 181 y 210 días	19.529	4.741.409	(2.111.880)	2.937	379.764	(218.214)	5.121.173	(2.330.094)
Entre 211 y 250 días	24.428	4.321.402	(2.208.155)	4.421	343.112	(179.719)	4.664.514	(2.387.874)
Más de 250 días	598.965	75.103.583	(59.346.276)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.573.877	(73.531.026)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.379.960</b>	<b>190.829.067</b>	<b>(77.159.365)</b>	<b>161.982</b>	<b>19.461.391</b>	<b>(16.688.143)</b>	<b>210.290.458</b>	<b>(93.847.508)</b>
<b>Total</b>	<b>1.914.372</b>	<b>466.234.384</b>	<b>(77.855.944)</b>	<b>433.742</b>	<b>40.730.376</b>	<b>(18.375.418)</b>	<b>506.964.760</b>	<b>(96.231.362)</b>

31-12-2018								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)		153.473.700					153.473.700	0
Por vencer. (2)	541.206	75.215.951	(62.107)	274.483	17.360.157	(2.636.225)	92.576.108	(2.698.332)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>541.206</b>	<b>228.689.651</b>	<b>(62.107)</b>	<b>274.483</b>	<b>17.360.157</b>	<b>(2.636.225)</b>	<b>246.049.808</b>	<b>(2.698.332)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	475.904	74.919.276	(1.063.364)	11.604	997.255	(125.238)	75.916.531	(1.188.602)
Entre 31 y 60 días	98.924	17.814.333	(865.337)	5.536	478.076	(68.723)	18.292.409	(934.060)
Entre 61 y 90 días	68.005	8.871.163	(1.127.811)	4.588	418.740	(40.278)	9.289.903	(1.168.089)
Entre 91 y 120 días	37.203	5.333.356	(1.578.700)	4.325	294.998	(47.936)	5.628.354	(1.626.636)
Entre 121 y 150 días	38.971	4.739.437	(1.407.704)	3.913	347.074	(63.437)	5.086.511	(1.471.141)
Entre 151 y 180 días	21.896	3.380.695	(1.422.171)	3.261	407.028	(44.992)	3.787.723	(1.467.163)
Entre 181 y 210 días	19.717	2.843.426	(1.391.363)	2.964	203.132	(73.089)	3.046.558	(1.464.452)
Entre 211 y 250 días	24.654	2.664.924	(1.213.083)	4.462	157.756	(87.649)	2.822.680	(1.300.732)
Más de 250 días	579.219	61.497.971	(54.054.457)	122.932	22.219.512	(22.212.941)	83.717.483	(76.267.398)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.364.494</b>	<b>182.064.581</b>	<b>(64.123.990)</b>	<b>163.585</b>	<b>25.523.571</b>	<b>(22.764.283)</b>	<b>207.588.152</b>	<b>(86.888.273)</b>
<b>Total</b>	<b>1.905.700</b>	<b>410.754.232</b>	<b>(64.186.097)</b>	<b>438.068</b>	<b>42.883.728</b>	<b>(25.400.508)</b>	<b>453.637.960</b>	<b>(89.586.605)</b>

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran sin vencer su fecha de pago.

(3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

### 8.3.1.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico.

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)		176.219.314					176.219.314	0
Por vencer. (2)	534.164	97.784.458	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	119.053.443	(2.383.854)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>534.164</b>	<b>274.003.772</b>	<b>(696.579)</b>	<b>271.760</b>	<b>21.268.985</b>	<b>(1.687.275)</b>	<b>295.272.757</b>	<b>(2.383.854)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	473.531	57.646.507	(1.492.151)	11.502	1.264.359	(582.609)	58.910.866	(2.074.760)
Entre 31 y 60 días	98.094	17.100.689	(2.574.028)	5.487	719.748	(384.299)	17.820.437	(2.958.327)
Entre 61 y 90 días	66.844	12.042.666	(2.403.980)	4.547	395.075	(332.105)	12.437.741	(2.736.085)
Entre 91 y 120 días	37.968	8.294.779	(2.160.955)	4.287	333.938	(275.816)	8.628.717	(2.436.771)
Entre 121 y 150 días	38.815	5.816.700	(1.931.000)	3.878	253.662	(221.393)	6.070.362	(2.152.393)
Entre 151 y 180 días	21.703	5.218.019	(2.930.940)	3.233	301.439	(309.238)	5.519.458	(3.240.178)
Entre 181 y 210 días	19.529	4.741.409	(2.111.880)	2.937	379.764	(218.214)	5.121.173	(2.330.094)
Entre 211 y 250 días	24.428	4.321.402	(2.208.155)	4.421	343.112	(179.719)	4.664.514	(2.387.874)
Más de 250 días	598.890	75.008.159	(59.250.852)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.478.453	(73.435.602)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.379.802</b>	<b>190.190.330</b>	<b>(77.063.941)</b>	<b>161.982</b>	<b>19.461.391</b>	<b>(16.688.143)</b>	<b>209.651.721</b>	<b>(93.752.084)</b>
<b>Total</b>	<b>1.913.966</b>	<b>464.194.102</b>	<b>(77.760.520)</b>	<b>433.742</b>	<b>40.730.376</b>	<b>(18.375.418)</b>	<b>504.924.478</b>	<b>(96.135.938)</b>

31-12-2018								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)		153.473.700					153.473.700	0
Por vencer. (2)	540.974	73.954.641	(62.107)	274.483	17.360.157	(2.636.225)	91.314.798	(2.698.332)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>540.974</b>	<b>227.428.341</b>	<b>(62.107)</b>	<b>274.483</b>	<b>17.360.157</b>	<b>(2.636.225)</b>	<b>244.788.498</b>	<b>(2.698.332)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	475.889	74.740.764	(1.063.364)	11.604	997.255	(125.238)	75.738.019	(1.188.602)
Entre 31 y 60 días	98.918	17.735.330	(837.888)	5.536	478.076	(68.723)	18.213.406	(906.611)
Entre 61 y 90 días	67.999	8.817.130	(1.127.811)	4.588	418.740	(40.278)	9.235.870	(1.168.089)
Entre 91 y 120 días	37.198	5.328.269	(1.578.700)	4.325	294.998	(47.936)	5.623.267	(1.626.636)
Entre 121 y 150 días	38.968	4.724.395	(1.407.704)	3.913	347.074	(63.437)	5.071.469	(1.471.141)
Entre 151 y 180 días	21.889	3.368.434	(1.422.171)	3.261	407.028	(44.992)	3.775.462	(1.467.163)
Entre 181 y 210 días	19.711	2.836.405	(1.384.342)	2.964	203.132	(73.089)	3.039.537	(1.457.431)
Entre 211 y 250 días	24.654	2.664.924	(1.213.083)	4.462	157.756	(87.649)	2.822.680	(1.300.732)
Más de 250 días	579.148	61.304.286	(53.993.516)	122.932	22.219.512	(22.102.933)	83.523.798	(76.096.449)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.364.375</b>	<b>181.519.937</b>	<b>(64.028.579)</b>	<b>163.585</b>	<b>25.523.571</b>	<b>(22.654.275)</b>	<b>207.043.508</b>	<b>(86.682.854)</b>
<b>Total</b>	<b>1.905.349</b>	<b>408.948.278</b>	<b>(64.090.686)</b>	<b>438.068</b>	<b>42.883.728</b>	<b>(25.290.500)</b>	<b>451.832.006</b>	<b>(89.381.186)</b>

### 8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento servicios.

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	248	1.401.545					1.401.545	0
<b>Sub total por vencer</b>	<b>248</b>	<b>1.401.545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.401.545</b>	<b>0</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	42	283.974					283.974	0
Entre 31 y 60 días	9	170.549					170.549	0
Entre 61 y 90 días	5	27.937					27.937	0
Entre 91 y 120 días	13	49.951					49.951	0
Entre 121 y 150 días	11	6.076					6.076	0
Entre 151 y 180 días	3	4.826					4.826	0
Entre 181 y 210 días							0	0
Entre 211 y 250 días							0	0
Más de 250 días	75	95.424	(95.424)				95.424	(95.424)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>158</b>	<b>638.737</b>	<b>(95.424)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>638.737</b>	<b>(95.424)</b>
<b>Total</b>	<b>406</b>	<b>2.040.282</b>	<b>(95.424)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.040.282</b>	<b>(95.424)</b>

31-12-2018								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	232	1.261.310					1.261.310	0
<b>Sub total por vencer</b>	<b>232</b>	<b>1.261.310</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.261.310</b>	<b>0</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	15	178.512					178.512	0
Entre 31 y 60 días	6	79.003	(27.449)				79.003	(27.449)
Entre 61 y 90 días	6	54.033					54.033	0
Entre 91 y 120 días	5	5.087					5.087	0
Entre 121 y 150 días	3	15.042					15.042	0
Entre 151 y 180 días	7	12.261					12.261	0
Entre 181 y 210 días	6	7.021	(7.021)				7.021	(7.021)
Entre 211 y 250 días							0	0
Más de 250 días	71	193.685	(60.941)			(110.008)	193.685	(170.949)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>119</b>	<b>544.644</b>	<b>(95.411)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(110.008)</b>	<b>544.644</b>	<b>(205.419)</b>
<b>Total</b>	<b>351</b>	<b>1.805.954</b>	<b>(95.411)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(110.008)</b>	<b>1.805.954</b>	<b>(205.419)</b>

### 8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2019				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	19.307	2.496.851	7.022	25.480.053
<b>Total</b>	<b>19.307</b>	<b>2.496.851</b>	<b>7.022</b>	<b>25.480.053</b>

31-12-2018				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	22.887	3.107.925	8.557	30.712.318
<b>Total</b>	<b>22.887</b>	<b>3.107.925</b>	<b>8.557</b>	<b>30.712.318</b>

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	11.682.465	11.439.921
Provisión cartera repactada	8.249.276	6.887.777
<b>Total</b>	<b>19.931.741</b>	<b>18.327.698</b>

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2019 31-12-2019
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	36.318.201	1.687.403.088
Ventas de energía eléctrica Argentina	3.025.252	104.218.646
Ventas de servicios	2.431	25.003.808
<b>Total</b>	<b>39.345.884</b>	<b>1.816.625.542</b>

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2018 31-12-2018
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	32.328.521	1.555.771.052
Ventas de energía eléctrica Argentina	2.988.452	92.593.795
Ventas de servicios	41.616	70.381.894
<b>Total</b>	<b>35.358.589</b>	<b>1.718.746.741</b>

9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son por lo general de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.



9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$		219.108		
5.279.887-6	Jorge Jordan Franulic	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Director común	CL\$	17.713			
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	173.684	106.633		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$		892		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	49.873	150.548		
76.454.943-3	Parque Edificio Vientos del Pacifico Spa	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.564		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	91.947	80.676		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$		1.694		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	328.847			
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$		216.774		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	686.576			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.663.093	11.610.654		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	441	136.891		
<b>TOTALES</b>							<b>3.012.174</b>	<b>12.526.434</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$		67.655		
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$	3.628	7.257		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$	7.256	14.513		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz	CLP	17.608.644			
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.718.299	137.798		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	844.807	32.711		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.378	999.000		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	22.173	20.483		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	23.614.581	1.592.078		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.140.186			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	701.432			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	8			
<b>TOTALES</b>							<b>47.663.392</b>	<b>2.871.495</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2019 31-12-2019		01-01-2018 31-12-2018	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	917.404	(917.404)		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Intereses Préstamo	CL \$			2.198.800	(2.198.800)
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	970	970		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	2.515	2.515	3.886	3.886
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	53.999	(53.999)	40.739	(40.739)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	7.342.527	(7.342.527)	6.672.712	(6.672.712)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	2.258	2.258	2.203	2.203
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	9.815	(9.815)	6.416	(6.416)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	918	918	584	584
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	366.217	366.217	362.105	362.105
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$			52.349	(52.349)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	44.384	44.384	103.249	103.249
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	71.759	71.759	26.422	26.422
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	14.161	14.161	35.493	35.493
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	14.486	14.486		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	68	68	539	539
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico Spa	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	2.068	2.068	2.564	2.564
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	902	902	4.992	4.992
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	1.683	1.683		
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$			27.762	(27.762)
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$			1.565	1.565
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	22.358	22.358		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	142.379	(142.379)	208.326	(208.326)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	506	506	62.329	62.329
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Servicio apoyo construcción y cierre de obra	CL \$	128.805			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$	460.634	(460.634)		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	758.885	758.885	1.523.001	1.523.001
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	303.679	303.679	21.080	21.080
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos comunes	CL \$			21	(21)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$			110.863	(110.863)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Subtransmisión	CL \$	350.782	350.782	319.608	319.608
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	210.922	210.922	332.787	332.787
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	263.363	(263.363)	2.635.289	(2.635.289)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	9.798	9.798	23.075	23.075
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	47.048	47.048	66.857	66.857
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	42	42	63	63

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 17 de abril de 2019 en Junta Extraordinaria de Accionistas la cuarta materia a tratar fue la elección de Directorio. En dicha junta fueron elegidos como Directores de la Sociedad por un periodo de tres años las siguientes personas:

Antonio Gallart Gabás  
Carlos J. Alvarez Fernández  
Luis Zarauza Quiros  
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre  
María del Valle Higuera Rabadan

En Sesión de Directorio de fecha 30 de abril de 2019 se designó como Presidente del Directorio de la Sociedad al director señor Antonio Gallart Gabás y como Vicepresidente al director señor Carlos J. Alvarez Fernández.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente	41.517	88.335
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	25.568	24.937
Luis Zarauza Quiros	Director	25.568	15.238
María del Valle Higuera Rabadan	Director	21.253	6.306
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director	21.253	6.306
Manuel García Cobaleda	Ex- Director		18.631
Eduardo Rafael Morande Montt	Ex- Director		18.631
Jose Enrique Auffray Garcia	Ex- Director		6.169
<b>Totales</b>		<b>135.159</b>	<b>184.553</b>

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 66.177 al 31 de diciembre de 2019 y M\$ 64.425 al 31 de diciembre de 2018.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 8.943.308 al 31 de diciembre de 2019 (M\$ 13.036.008 al 31 de diciembre de 2018).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 1.795.157 al 31 de diciembre de 2019 (M\$ 2.168.640 al 31 de diciembre de 2018).

Las subsidiarias de Compañía General de Electricidad S.A. tienen establecido, para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Materias primas.	2.363.832	2.080.932		
Productos en proceso.	283.710	138.501		
Mercaderías para la venta.	1.947.761	3.804.462		
Suministros para la producción.	2.931.577	2.564.063		
Suministros para mantención.	295.782	196.417		
Mercaderías en tránsito.	349.726	101.095		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.		364.834		996.293
Provisión de deterioro.	(574.739)	(531.862)		
<b>Total</b>	<b>7.597.649</b>	<b>8.718.442</b>	<b>0</b>	<b>996.293</b>

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(42.877)	
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.		210.080
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el periodo o ejercicio.	5.983.377	26.683.796

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>Activos por impuestos</b>				
Pagos provisionales mensuales.	38.059.795	18.821.254		
Rebajas al impuesto.	25.000	24.000		
Créditos al impuesto.	394.631	23.282.928		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.		999.452		
<b>Subtotal activos por impuestos</b>	<b>38.479.426</b>	<b>43.127.634</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Pasivos por impuestos</b>				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(11.031.227)	(9.566.698)		
<b>Subtotal pasivos por impuestos</b>	<b>(11.031.227)</b>	<b>(9.566.698)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total activos (pasivos) por impuestos</b>	<b>27.448.199</b>	<b>33.560.936</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Gastos pagados por anticipado.	7.308.724	1.023.249		
Boletas en garantía.	28.264	28.196		
Otros activos	333.531	353.920	8.280	40.090
<b>Total</b>	<b>7.670.519</b>	<b>1.405.365</b>	<b>8.280</b>	<b>40.090</b>

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente anticipos de licenciamiento de software, seguros pagados por anticipado y tasa de inspección y control del ente regulador en la distribución eléctrica en la República Argentina.

13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2019

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552
<b>Total</b>	<b>9.782.703</b>	<b>27.999.200</b>	<b>5.334.075</b>	<b>(2.326.520)</b>	<b>(3.985.988)</b>	<b>(7.486.918)</b>	<b>29.316.552</b>

Al 31 de diciembre de 2018

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2018 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-12-2018 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.867.237		8.042.867	(4.356.564)	(9.770.837)		9.782.703
<b>Total</b>	<b>15.867.237</b>	<b>0</b>	<b>8.042.867</b>	<b>(4.356.564)</b>	<b>(9.770.837)</b>	<b>0</b>	<b>9.782.703</b>

13.2.- Sociedades con control conjunto.

13.2.1.- Inversiones en sociedades con control conjunto contabilizadas usando el método de la participación.

Al 31 de diciembre de 2019 (\*) (\*\*)

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	6.637.229		994.224	(1.551.180)	(619.299)	(5.460.974)	0
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	2.749.836		140.498	(734.175)	(398.332)	(1.757.827)	0
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	395.638		(21.274)	(41.165)	(65.082)	(268.117)	0
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%		24.604.297	3.703.825		(2.645.517)		25.662.605
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%		1.329.962	191.635		(149.543)		1.372.054
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%		2.064.941	325.167		(108.215)		2.281.893
<b>Total</b>					<b>9.782.703</b>	<b>27.999.200</b>	<b>5.334.075</b>	<b>(2.326.520)</b>	<b>(3.985.988)</b>	<b>(7.486.918)</b>	<b>29.316.552</b>

(\*) Ver Nota 3.5.4

Al 31 de diciembre de 2018 (\*\*)

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2018 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-12-2018 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.094.947		5.097.384	(2.843.520)	(6.711.582)		6.637.229
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	4.112.553		2.820.353	(1.443.975)	(2.739.095)		2.749.836
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	659.737		125.130	(69.069)	(320.160)		395.638
<b>Total</b>					<b>15.867.237</b>	<b>0</b>	<b>8.042.867</b>	<b>(4.356.564)</b>	<b>(9.770.837)</b>	<b>0</b>	<b>9.782.703</b>

(\*\*) La participación en ganancia (pérdida) en las sociedades de control Conjunto Norelec S.A., Empresa Eléctrica de Tucumán S.A. y Compañía Eléctrica de Inversiones S.A. se ha presentado en el estado de resultados en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas". Al 31 de diciembre de 2019 el monto asciende a M\$ 1.113.448 (M\$ 8.042.867 al 31 de diciembre de 2018).



13.2.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Al 31 de diciembre de 2019

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2019													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%			0			0	0		1.988.449	1.988.449		1.988.449		1.988.449
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%			0			0	0	97.349.951	(94.845.680)	2.504.271		2.504.271		2.504.271
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%			0			0	0		(212.741)	(212.741)		(212.741)		(212.741)
Gascart S.A.	50,00000%	665.886	40.345.887	41.011.773	16		16	41.011.757		16.726.213	16.726.213		16.726.213		16.726.213
Gasnor S.A.	2,60000%	40.096.007	40.441.116	80.537.123	37.719.755	52.889	37.772.644	42.764.479	66.164.481	(47.545.805)	18.618.676		18.618.676		18.618.676
Gasmarket S.A.	50,00000%	9.192.360	385.707	9.578.067	7.812.710		7.812.710	1.765.357	4.453.467	(3.771.303)	682.164		682.164		682.164

Al 31 de diciembre de 2018

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2018													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	3.532.694	9.815.702	13.348.396	73.939		73.939	13.274.457		10.194.768	10.194.768		10.194.768		10.194.768
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	35.996.298	40.739.912	76.736.210	53.947.121	8.687.361	62.634.482	14.101.728	159.962.519	(145.499.169)	14.463.350		14.463.350		14.463.350
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	480.737	3.509.917	3.990.654	34.275		34.275	3.956.379		1.251.304	1.251.304		1.251.304		1.251.304

13.2.3.- Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto.

Al 31 de diciembre de 2019

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2019						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.					415.214		(98.007)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.				(277.559)	3.427.168	(8.442.256)	(4.244.526)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.					60.204		(13.822)
Gascart S.A.	1.292.104			(2.483.422)	181.849		(129.050)
Gasnor S.A.	5.210.427	654.047	33.438	(2.483.422)	4.151.146		(1.688.843)
Gasmarket S.A.	170.265			(204.698)	3.305.072	(1.325.509)	(552.249)

Al 31 de diciembre de 2018

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2018						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	5.242.453				530.802		(86.715)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	220.235	6.151.234	14.002.432	(456.951)	(2.557.917)	(8.505.871)	(9.159.700)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	643.396				44.783		

13.3.- Inversiones en subsidiarias.

13.3.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Al 31 de diciembre de 2019

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	Pais de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	60.065.185		3.555.774	(2.054.676)				60.964	61.627.247	(2.163)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(5.623.971)		(21.364.441)	(22.141)	38.346.806				11.336.253	(2)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.827.714		(544.519)					(124.249)	11.158.946	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	31.770.292	208	(4.216.731)			(27.553.769)			0	
Transemel S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	45.671.235	8.000.000	3.692.390	(625.251)			(56.738.374)		0	
<b>Total</b>					<b>143.710.455</b>	<b>8.000.208</b>	<b>(18.877.527)</b>	<b>(2.702.068)</b>	<b>38.346.806</b>	<b>(27.553.769)</b>	<b>(56.738.374)</b>	<b>(63.285)</b>	<b>84.122.446</b>	<b>(2.165)</b>

Al 31 de diciembre de 2018

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	Pais de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2018 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2018 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	57.806.471		2.332.041	(2.370.780)	49			2.297.404	60.065.185	(2.496)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(13.571.258)		1.059.808	(579.129)	7.466.608				(5.623.971)	(48)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	7.705.214		610.974	(492.199)		(7.840.455)		16.466	0	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	14.266.409		(382.148)	(2.174.587)				118.040	11.827.714	(20.414)
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	56.352.503		3.652.992	(3.305.488)		(63.624.704)		6.924.697	0	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	99,99936%	99,99936%	2.481.531	25.000.000	4.164.861					123.900	31.770.292	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	1.982.274		574.401				(2.556.675)		0	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	94.130.301		(2.823.439)	(259.687)		(90.963.999)		(83.176)	0	(20.513)
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	85.103.996		(541.540)	(810.245)		(83.697.183)		(55.028)	0	(104.419)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	39.552.357		(323.800)	(387.392)		(38.752.444)		(88.721)	0	(24.031)
Transemel S.A.	Chile	CL \$	99,99999%	99,99999%	36.386.034	7.030.248	1.229.288	(371.250)				1.396.915	45.671.235	
<b>Total</b>					<b>382.195.832</b>	<b>32.030.248</b>	<b>9.553.438</b>	<b>(10.750.757)</b>	<b>7.466.657</b>	<b>(287.435.460)</b>	<b>0</b>	<b>10.650.497</b>	<b>143.710.455</b>	<b>(171.921)</b>

### 13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2019

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2019													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	20.031.985	126.908.381	146.940.366	7.960.162	35.570.690	43.530.852	103.409.514	41.638.817	(27.075.882)	(8.112.781)	6.450.154	3.559.532	6.560.896	3.620.560
Transemel S.A.	0,00000%			0			0	0			3.720.806	3.720.806	3.720.806	3.720.806	3.720.806
CGE Argentina S.A.	99,99164%	38.404.012	42.530.279	80.934.291	68.285.392	1.298.313	69.583.705	11.350.586	104.218.646	(77.009.034)	(48.585.659)	(21.376.047)	(21.366.228)	(23.543.805)	(23.524.601)
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	7.714.488	7.854.398	15.568.886	1.935.178	1.718.851	3.654.029	11.914.857	8.916.954	(7.076.215)	(2.354.161)	(513.422)	(549.699)	(638.839)	(675.116)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	0,00000%			0			0	0	16.086.854	(10.578.295)	(9.725.317)	(4.216.758)	(4.216.758)	(4.216.758)	(4.216.758)

Al 31 de diciembre de 2018

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2018													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	14.958.377	131.483.381	146.441.758	6.963.480	38.278.594	45.242.074	101.199.684	37.139.658	(24.834.983)	(8.031.960)	4.272.715	2.334.688	3.886.047	2.121.564
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	0,00000%			0			0	0	37.149.787	(36.667.746)	(4.383.287)	(3.901.246)	(3.901.246)	(3.876.064)	(3.876.064)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	0,00000%			0			0	0	12.688.878	(11.434.757)	(1.709.752)	(455.631)	(455.631)	(442.643)	(442.643)
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	0,00000%			0			0	0	22.064.894	(19.752.743)	(2.908.699)	(596.548)	(596.548)	(641.533)	(641.533)
Transemel S.A.	99,99999%	3.539.609	54.903.104	58.442.713	15.464.282	12.577.496	28.041.778	30.400.935	6.919.828	(2.657.656)	(2.876.177)	1.385.995	1.385.995	1.385.995	1.385.995
CGE Argentina S.A.	99,99164%	36.439.018	21.950.889	58.389.907	58.616.457	5.365.240	63.981.697	(5.591.790)	92.593.795	(66.374.041)	(25.246.981)	972.773	1.059.897	8.308.820	8.526.588
Comercial & Logística General S.A.	0,00000%			0			0	0	26.267.533	(23.154.238)	(2.502.318)	610.977	610.977	626.827	626.827
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	7.816.593	8.103.233	15.919.826	1.389.564	1.951.452	3.341.016	12.578.810	8.878.105	(6.736.814)	(2.453.644)	(312.353)	(385.747)	(346.168)	(419.562)
Inversiones y Gestión S.A.	0,00000%			0			0	0	6.884.226	(2.499.318)	(731.773)	3.653.135	3.653.135	3.653.135	3.653.135
Sociedad de Computación Binaria S.A.	0,00000%	5.760.743	31.319.949	37.080.692	5.310.197		5.310.197	31.770.495	27.853.192	(17.781.675)	(5.906.630)	4.164.887	4.164.887	4.164.887	4.164.887
Novanet S.A.	0,00000%			0			0	0	498.838	(29.805)	105.420	574.453	574.453	574.453	574.453

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2019		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	64.029.650	(47.393.549)	16.636.101
Otros activos intangibles identificables.	853.241.878	709.143	853.951.021
<b>Total</b>	<b>917.271.528</b>	<b>(46.684.406)</b>	<b>870.587.122</b>

Activos Intangibles	31-12-2018		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	12.235.284		12.235.284
Programas informáticos.	53.643.417	(43.125.365)	10.518.052
Otros activos intangibles identificables.	869.651.573	2.812.458	872.464.031
<b>Total</b>	<b>935.530.274</b>	<b>(40.312.907)</b>	<b>895.217.367</b>

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2019 y 2018 alcanza a M\$ 46.684.406 y M\$ 40.312.907 respectivamente, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Costos de desarrollo.	Vida	4	8
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	3	20
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50
Derechos de agua.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2019			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	12.235.284	10.518.052	872.464.031	895.217.367
Adiciones por desarrollo interno.	1.260.019			1.260.019
Adiciones.		2.810.176	3.738.388	6.548.564
Desapropiaciones.			(15.984.961)	(15.984.961)
Amortización.		(5.393.183)	(2.631.361)	(8.024.544)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(5.869.261)	(5.869.261)
Incrementos (disminuciones) por transferencias, activos intangibles distintas de la plusvalía			2.162.767	2.162.767
Otros incrementos (disminuciones).	(13.495.303)	8.701.056	71.418	(4.722.829)
Cambios, total	(12.235.284)	6.118.049	(18.513.010)	(24.630.245)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	0	16.636.101	853.951.021	870.587.122

Movimientos en activos intangibles	31-12-2018			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	16.474.560	11.862.162	852.922.383	881.259.105
Adiciones por desarrollo interno.	643.276			643.276
Adiciones.		16.801	12.115.392	12.132.193
Amortización.		(6.243.463)	(474.559)	(6.718.022)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			7.904.178	7.904.178
Otros incrementos (disminuciones).	(4.882.552)	4.882.552	(3.363)	(3.363)
Cambios, total	(4.239.276)	(1.344.110)	19.541.648	13.958.262
Saldo al 31 de diciembre de 2018	12.235.284	10.518.052	872.464.031	895.217.367

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al  31-12-2019	Importe en libros de activo individual intangible significativo  M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	686.425.853	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	16.406.064	38
Servidumbres.	151.043.420	Indefinida
Servidumbres.	75.684	Definida
<b>Total</b>	<b>853.951.021</b>	

Detalle de otros activos identificables al  31-12-2018	Importe en libros de activo individual intangible significativo  M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	684.263.086	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	19.392.207	39
Servidumbres.	168.669.367	Indefinida
Servidumbres.	139.371	Definida
<b>Total</b>	<b>872.464.031</b>	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Linea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2019 31-12-2019		01-01-2018 31-12-2018	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	4.772.106	414.873	6.203.507	468.004
Gastos de administración.	621.077	2.216.488	39.956	6.555
<b>Total</b>	<b>5.393.183</b>	<b>2.631.361</b>	<b>6.243.463</b>	<b>474.559</b>

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

#### 14.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias prestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad en la República de Argentina, se valorizan de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos son sometidos a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro. Dicha concesión está establecida en la Provincia de San Juan. El plazo total de dicha concesión es de 60 años, donde las mejoras y mantenciones efectuadas quedarán a futuro beneficio del cedente y no podrán ser cobradas por las sociedades subsidiarias titulares de la concesión.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

#### 15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2018		Movimientos 2019		
					Saldo al	Otros	Saldo al	Otros	
					01-01-2018	incrementos (disminuciones)	31-12-2018	incrementos (disminuciones)	
					M\$	M\$	M\$	M\$	
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000		54.621.000		54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	16.859.000		16.859.000	(4.010.000)	12.849.000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(8.777.000)	6.503.403	(2.273.597)	727.638	(1.545.959)
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
<b>Totales</b>					<b>218.067.233</b>	<b>6.503.403</b>	<b>224.570.636</b>	<b>(3.282.362)</b>	<b>221.288.274</b>

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en Noviembre de 2014.



16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 el siguiente:

16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldo Inicial	9.831.059	9.729.195
Adiciones, propiedades de inversión.	453.141	
Transferencia (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, propiedades de inversión.		140.641
Retiros propiedades de inversión.	(41.167)	
Desapropiaciones, propiedades de inversión.	(1.840.992)	(38.777)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(1.429.018)	101.864
<b>Total</b>	<b>8.402.041</b>	<b>9.831.059</b>

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión, son evaluadas y efectuadas en forma anual.

16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.402.041	9.831.059
<b>Total</b>	<b>8.402.041</b>	<b>9.831.059</b>

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	1.106.252	1.012.254

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía General de Electricidad S.A.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	60
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

17.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Construcciones en curso.	125.123.545	365.342.139
Terrenos.	84.486.176	87.423.226
Edificios.	34.455.769	35.931.082
Planta y equipos.	1.591.843.437	1.440.947.778
Subestaciones de poder.	391.840.275	405.697.425
Lineas de transporte energía.	198.338.668	201.777.349
Subestaciones de distribución.	125.045.304	105.762.716
Lineas y redes de media y baja tensión.	822.418.306	670.701.881
Maquinas y equipos de generación.	26.847.851	30.118.522
Medidores.	27.353.033	26.889.885
Equipamiento de tecnología de la información	5.772.443	3.531.418
Instalaciones fijas y accesorios	58.073.222	11.654.370
Equipos de comunicaciones.	664.100	495.065
Herramientas.	9.872.303	8.642.823
Muebles y útiles.	4.063.262	1.691.715
Instalaciones y accesorios diversos.	43.473.557	824.767
Vehículos de motor.	4.031.709	4.994.694
Mejoras de bienes arrendados.	2.459.073	2.588.233
Otras propiedades, plantas y equipos. (*)	8.566.289	1.525.745
Repuestos	19.885.723	19.513.337
<b>Total</b>	<b>1.934.697.386</b>	<b>1.973.452.022</b>

(\*) En este ítem se incluye derechos de uso derivados de la adopción de NIIF 16. Detalle de valor, bruto, depreciación acumulada y valor neto en Nota 25.2

17.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Construcciones en curso.	125.123.545	365.342.139
Terrenos.	84.486.176	87.423.226
Edificios.	59.167.684	60.232.072
Planta y equipos.	2.194.112.389	1.992.365.979
Subestaciones de poder.	515.135.164	517.779.453
Lineas de transporte energía.	267.480.048	265.103.903
Subestaciones de distribución.	170.980.272	146.912.853
Lineas y redes de media y baja tensión.	1.115.738.224	939.763.893
Maquinas y equipos de generación.	67.612.011	68.371.081
Medidores.	57.166.670	54.434.796
Equipamiento de tecnología de la información	22.760.860	22.406.164
Instalaciones fijas y accesorios	94.137.462	43.028.048
Equipos de comunicaciones.	5.653.676	4.435.161
Herramientas.	24.014.338	21.736.360
Muebles y útiles.	12.537.050	9.307.953
Instalaciones y accesorios diversos.	51.932.398	7.548.574
Vehículos de motor.	11.465.047	13.335.779
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	12.154.992	1.525.745
Repuestos	21.239.731	20.673.903
<b>Total</b>	<b>2.630.461.402</b>	<b>2.612.146.571</b>

17.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Edificios.	24.711.915	24.300.990
Planta y equipos.	602.268.952	551.418.201
Subestaciones de poder.	123.294.889	112.082.028
Lineas de transporte energía.	69.141.380	63.326.554
Subestaciones de distribución.	45.934.968	41.150.137
Lineas y redes de media y baja tensión.	293.319.918	269.062.012
Maquinas y equipos de generación.	40.764.160	38.252.559
Medidores.	29.813.637	27.544.911
Equipamiento de tecnología de la información	16.988.417	18.874.746
Instalaciones fijas y accesorios	36.064.240	31.373.678
Equipos de comunicaciones.	4.989.576	3.940.096
Herramientas.	14.142.035	13.093.537
Muebles y útiles.	8.473.788	7.616.238
Instalaciones y accesorios diversos.	8.458.841	6.723.807
Vehículos de motor.	7.433.338	8.341.085
Mejoras de bienes arrendados.	3.354.443	3.225.283
Otras propiedades, plantas y equipos.	3.588.703	
Repuestos	1.354.008	1.160.566
<b>Total</b>	<b>695.764.016</b>	<b>638.694.549</b>

17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 31 de diciembre de 2019.

Movimiento año 2019		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019		365.342.139	87.423.226	35.931.082	1.440.947.778	3.531.418	11.654.370	4.994.694	2.588.233	1.525.745	19.513.337	1.973.452.022
Cambios	Adiciones.	101.426.372		2.586	(6.151.100)	61.421	38.788	154.380		11.247.670	1.993.717	108.773.834
	Desapropiaciones	(1.767.941)	(2.314.828)	(1.045.304)	(515.682)		(108.136)	(191.494)				(5.943.385)
	Desapropiación de subsidiaria.	(13.810.641)	(840.755)	(281.995)	(45.504.840)	(23.679)	(226.097)	(2.500)		(331.344)	(89.740)	(61.111.591)
	Retiros.	(840.423)			(9.051.260)		(1.411.036)	(3.000)				(11.305.719)
	Gasto por depreciación.			(1.334.958)	(60.321.582)	(1.202.493)	(4.685.222)	(1.264.181)	(98.782)	(3.857.091)	(193.441)	(72.957.750)
	Otros incrementos (decrementos).	(325.225.961)	218.533	1.184.358	272.440.123	3.405.776	52.810.555	343.810	(30.378)	(18.691)	(1.338.150)	3.789.975
Total cambios		(240.218.594)	(2.937.050)	(1.475.313)	150.895.659	2.241.025	46.418.852	(962.985)	(129.160)	7.040.544	372.386	(38.754.636)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		125.123.545	84.486.176	34.455.769	1.591.843.437	5.772.443	58.073.222	4.031.709	2.459.073	8.566.289	19.885.723	1.934.697.386

Movimiento al 31 de diciembre de 2018.

Movimiento año 2018		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo inicial al 1 de enero de 2018		315.818.043	64.011.670	39.891.241	1.320.081.615	801.699	12.105.312	6.032.067	3.556.411	1.542.020	28.950.732	1.792.790.810	
Cambios	Adiciones.	124.481.984		1.121	3.753.746	3.381.649	299.517	196.978				132.114.995	
	Desapropiaciones	(11.856)	(2.676.940)	(1.368.867)	(5.000)		(155.325)	(47.362)				(4.265.350)	
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.							(79.618)				(79.618)	
	Retiros.				(37.790.269)		(61.446)					(37.851.715)	
	Gasto por depreciación.			(1.393.124)	(57.967.966)	(719.905)	(2.006.091)	(1.245.760)	(430.530)	(16.275)	(238.644)	(64.018.295)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor		26.332.363	(1.711.463)	137.177.323								161.798.223
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		26.332.363	(1.711.463)	137.177.323								161.798.223
	Sub total reconocido en patrimonio neto		26.332.363	(1.711.463)	137.177.323	0	0	0	0	0	0	0	161.798.223
Otros incrementos (decrementos).	(74.946.032)	(243.867)	512.174	75.698.329	67.975	1.472.403	138.389	(537.648)	(9.198.751)	(9.437.395)	(7.037.028)		
Total cambios		49.524.096	23.411.556	(3.960.159)	120.866.163	2.729.719	(450.942)	(1.037.373)	(968.178)	(16.275)	(9.437.395)	180.661.212	
Saldo final al 31 de diciembre de 2018		365.342.139	87.423.226	35.931.082	1.440.947.778	3.531.418	11.654.370	4.994.694	2.588.233	1.525.745	19.513.337	1.973.452.022	

#### 17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A., ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A.

##### 17.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	11.362.922	38.227.644
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	101.426.372	124.481.984

#### 17.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, no se han capitalizado intereses.

#### 17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los terrenos y edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la reserva de revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera depreciado por el Grupo CGE.

El incremento por la revaluación en los activos durante el año 2018 fue de M\$ 161.798.223. El saldo neto al 31 de diciembre de 2019 luego de la venta de la subsidiaria Transemel S.A., su depreciación y retiros por bajas alcanza a M\$ 148.822.604.

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Terrenos.	58.146.121	61.126.400
Edificios.	36.006.579	37.643.360
Planta y equipos.	1.467.810.078	1.306.836.110
<b>Total</b>	<b>1.561.962.778</b>	<b>1.405.605.870</b>

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldo inicial	158.696.216	0
Ajustes de revaluación.		161.798.223
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(1.433.205)	(194.158)
Desapropiación de subsidiaria	(1.809.295)	
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(6.631.112)	(2.907.849)
Movimiento del ejercicio	(9.873.612)	158.696.216
<b>Total</b>	<b>148.822.604</b>	<b>158.696.216</b>

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2019			31-12-2018		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	84.486.176	58.146.121	26.340.055	87.423.226	61.126.400	26.296.826
Edificios.	34.455.769	36.006.579	(1.550.810)	35.931.081	37.643.360	(1.712.279)
Planta y equipos.	1.591.843.437	1.467.810.078	124.033.359	1.440.947.779	1.306.836.110	134.111.669
<b>Total</b>	<b>1.710.785.382</b>	<b>1.561.962.778</b>	<b>148.822.604</b>	<b>1.564.302.086</b>	<b>1.405.605.870</b>	<b>158.696.216</b>

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Construcción en curso.	125.123.545	365.342.139
Equipamiento de tecnologías de la información.	5.772.443	3.531.418
Instalaciones fijas y accesorios.	58.073.222	11.654.370
Vehículos de motor.	4.031.709	4.994.694
Otras propiedades, planta y equipos.	11.025.362	4.113.978
Repuestos	19.885.723	19.513.337
<b>Total</b>	<b>223.912.004</b>	<b>409.149.936</b>

## 18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

### 18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por Compañía General de Electricidad S.A. para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, planta y equipo.

La tasa de descuento nominal antes de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 fue de un 8,65%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedad, planta y equipos, en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2019.



18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2019 31-12-2019				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(20.900.498)		(20.900.498)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			968.757		968.757

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2018 31-12-2018				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(20.179.284)		(20.179.284)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			1.851.586		1.851.586

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

18.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2019 31-12-2019			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(19.869.650)	(1.027.581)	(3.267)	(20.900.498)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		819.611	149.146	968.757

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2018 31-12-2018			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(19.401.341)	(731.219)	(46.724)	(20.179.284)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		456.641	1.394.945	1.851.586

18.2.2.- Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2019		31-12-2018	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	221.288.274	221.288.274	224.570.636	224.570.636
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	837.469.273	837.469.273	852.932.453	852.932.453

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Relativos a intangibles.	1.126.357	1.303.567
Relativos a ingresos anticipados	9.275.707	9.307.079
Relativos a provisiones.	6.540.148	12.914.524
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	10.070.561	11.008.964
Relativos a pérdidas fiscales.	76.445	6.287.933
Relativos a cuentas por cobrar.	26.328.087	24.055.899
Relativos a los inventarios.	4.055.105	3.759.373
Relativos a contratos de leasing.	2.015.741	
Concesiones IFRIC 12	798.104	701.507
Relativos a otros.	370.301	447.838
<b>Total</b>	<b>60.656.556</b>	<b>69.786.684</b>

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. Compañía General de Electricidad S.A. estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

Los impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales corresponden a bases imponibles negativas que proceden de diversas sociedades de Compañía General de Electricidad S.A. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	78.543.765	37.133.183
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	42.581.210	46.352.268
Relativos a intangibles.	122.151.023	133.570.542
Relativos a acumulaciones (o devengos).	711.917	1.217.711
Relativos a cuentas por cobrar.	408.944	11.838
Relativos a contratos de leasing.	596.862	688.294
Relativos a otros.	24.115	29.337
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	246.272
<b>Total</b>	<b>245.264.108</b>	<b>219.249.445</b>

19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldo inicial	69.786.684	62.744.663
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(8.455.683)	5.865.577
Venta de inversiones en subsidiarias.	(148.021)	
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(526.424)	(1.234.173)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos (*).		2.410.617
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(9.130.128)	7.042.021
Total	60.656.556	69.786.684

(\*) El monto de M\$ 2.410.617 incluido en el ítem Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2018 corresponde al efecto producto de la primera aplicación de la NIIF 9 asociada al deterioro de cuentas por cobrar de acuerdo a pérdidas esperadas.

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldo inicial	219.249.445	198.639.014
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	32.297.394	14.615.654
Venta de inversiones en subsidiarias.	(6.847.270)	
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	564.539	5.994.777
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	26.014.663	20.610.431
Total	245.264.108	219.249.445

De acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 31 de mayo de 2018 fueron fusionadas Empresa Eléctrica de Arica S.A. Empresa eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 32.164.348, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

Con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas las sociedades Inversiones y Gestión S.A., Novanet S.A. y Comercial y Logística S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de Inversiones y Gestión S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 391.872, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

Con fecha 31 de julio de 2019 fue fusionada la Sociedad de Computación Binaria S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de Sociedad de Computación Binaria S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 5.997.604, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

#### 19.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	31-12-2019			31-12-2018		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	60.656.556	(58.900.350)	1.756.206	69.786.684	(63.609.537)	6.177.147
Pasivos por impuestos diferidos.	(245.264.108)	58.900.350	(186.363.758)	(219.249.445)	63.609.537	(155.639.908)
<b>Total</b>	<b>(184.607.552)</b>	<b>0</b>	<b>(184.607.552)</b>	<b>(149.462.761)</b>	<b>0</b>	<b>(149.462.761)</b>

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2019		31-12-2018	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	105.186.145	542.623.599	168.797.370	527.157.191
Préstamos bancarios.	AR \$	5.866.577	577.127	8.461.097	5.449.032
<b>Total préstamos bancarios</b>		<b>111.052.722</b>	<b>543.200.726</b>	<b>177.258.467</b>	<b>532.606.223</b>
Obligaciones con el público (bonos)	UF	14.992.374	568.283.667	5.842.951	561.678.636
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.989.786		4.546.513	
Pasivos de cobertura		1.989.786	0	4.546.513	0
<b>Total</b>		<b>128.034.882</b>	<b>1.111.484.393</b>	<b>187.647.931</b>	<b>1.094.284.859</b>

CL \$ : Pesos chilenos.  
 AR \$ : Pesos argentinos.  
 UF : Unidad de fomento.

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes								
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes			
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2019	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2019		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$											
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	2,40%	2,40%	Sin Garantía	51.729				51.729									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	2,88%	2,88%	Sin Garantía	1.646				1.646									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Mensual	2,40%	2,40%	Sin Garantía	22.346				22.346									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BICE	CL \$	Mensual	2,16%	2,16%	Sin Garantía	856				856									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Mensual	2,40%	2,40%	Sin Garantía	9.718				9.718									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Mensual	2,28%	2,28%	Sin Garantía	15.415				15.415									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Mensual	2,28%	2,28%	Sin Garantía	230				230									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	2,93%	2,81%	Sin Garantía		608.833		50.000.000	50.608.833									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,02%	2,90%	Sin Garantía		314.167		25.000.000	25.314.167									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,51%	5,30%	Sin Garantía			282.667		282.667	15.000.000								15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía				8.300	8.300			20.000.000						20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	3,45%	3,83%	Sin Garantía				610.311	610.311	22.234.914								22.234.914
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía				180.806	180.806	180.806								25.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				112.125	112.125	112.125			14.923.072					14.923.072
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía	497.485				497.485			22.425.095						22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	2,39%	2,41%	Sin Garantía			200.978		200.978		30.950.084							30.950.084
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía				61.337	61.337		10.771.424							10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía			476.875		476.875			24.985.575						24.985.575
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía			319.617		319.617	20.000.000								20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía			193.324		193.324				19.771.776					19.771.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	5,82%	5,66%	Sin Garantía				180.806	180.806			24.981.002						24.981.002
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				74.750	74.750				9.992.227					9.992.227
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía		187.774			187.774						8.843.357			8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía		169.062			169.062	8.846.291								8.846.291
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,45%	4,45%	Sin Garantía		253.327			253.327	12.808.677								12.808.677
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,15%	4,15%	Sin Garantía			59.022		59.022	4.000.000								4.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,56%	4,38%	Sin Garantía				20.126.531	20.126.531									0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía			175.082		175.082				8.008.307					8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía		189.177			189.177				8.819.438					8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	5,05%	4,76%	Sin Garantía				41.650	41.650		44.776.776							44.776.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,49%	3,27%	Sin Garantía				28.613	28.613			44.749.429						44.749.429
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,36%	2,43%	Sin Garantía			173.752		173.752	22.779.676								22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,75%	2,44%	Sin Garantía				50.833	50.833	15.000.000								15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,82%	2,54%	Sin Garantía				12.700	12.700	10.000.000								10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,77%	2,87%	Sin Garantía		97.205			97.205			7.620.594						7.620.594
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,64%	2,67%	Sin Garantía			51.917		51.917		20.000.000							20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía		343.616			343.616									17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	2,94%	2,94%	Sin Garantía				47.163	47.163		17.364.215							17.364.215
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank	CL \$	Al vencimiento	2,76%	2,76%	Sin Garantía				31.625	31.625			12.403.011						12.403.011
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,32%	4,32%	Sin Garantía		1.645.277			1.645.277									0
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía			17.943		17.943	1.263.610								1.263.610
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,21%	3,21%	Sin Garantía				10.906	10.906	985.038								985.038
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía	35.713				35.713		2.233.678							2.233.678
Chile	88.221.200-9	Edelmag SA	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía				2.212.936	2.212.936									0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	70,00%	70,00%	Sin Garantía	11.254	152.135		456.406	619.795									0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía	1.196	16.170		48.508	65.874									0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	56,67%	56,67%	Sin Garantía	1.350	12.324		36.973	50.647	17.611								17.611
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	60,74%	60,74%	Sin Garantía	4.552	20.063		60.187	84.802	24.960								24.960
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	79,09%	79,09%	Sin Garantía	97.813	226.276		678.827	1.002.916	279.556								279.556
Argentina		Energía San Juan S.A.	SINDICADO VI	AR \$	Mensual	80,71%	80,71%	Sin Garantía	87.212	276.250		828.750	1.192.212	255.000								255.000
Argentina		Energía San Juan S.A.	SINDICADO VIII	AR \$	Mensual	85,13%	85,13%	Sin Garantía	108.566	581.828		1.745.482	2.435.876									2.435.876
Argentina		Energía San Juan S.A.	PATAGONIA	AR \$	Indeterminado	54,00%	54,00%	Sin Garantía	414.455				414.455									0
Chile		Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual			Sin Garantía					0	2.808.773	2.808.773	2.808.773	2.808.773		2.612.999			13.848.091
Totales									516.395	4.828.661	3.009.224	102.698.442	111.052.722	161.304.106	173.909.557	140.639.974	64.734.090		2.612.999		0	543.200.726

Saldos al 31 de diciembre de 2018.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes								
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes		
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2018	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2018		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Mensual	3.20%	3.20%	Sin Garantía	17.588.047					17.588.047								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Mensual	3.06%	3.06%	Sin Garantía	11.886.591					11.886.591								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Mensual	2.93%	2.93%	Sin Garantía	19.684.266					19.684.266								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Mensual	3.16%	3.16%	Sin Garantía	7.975.770					7.975.770								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Mensual	3.48%	3.48%	Sin Garantía	954					954								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BICE	CL\$	Mensual	4.05%	4.05%	Sin Garantía	4.932					4.932								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3.33%	3.20%	Sin Garantía	682.500					682.500	49.936.078							49.936.078
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al Vencimiento	3.42%	3.29%	Sin Garantía	351.000					351.000	24.968.019							24.968.019
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5.51%	5.30%	Sin Garantía			282.667			282.667	15.000.000							15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4.98%	4.98%	Sin Garantía	514.600					514.600	20.000.000							20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3.45%	3.45%	Sin Garantía							22.234.914							22.234.914
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	5.83%	5.66%	Sin Garantía				549.758		549.758								24.962.938
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	6.02%	5.85%	Sin Garantía				180.805		180.805	24.962.938							24.962.938
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3.57%	3.57%	Sin Garantía				112.125		112.125	14.977.776							14.977.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3.57%	3.57%	Sin Garantía				17.554.492		17.554.492								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itau Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4.90%	4.90%	Sin Garantía	497.485					497.485	22.425.095							22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	3.48%	3.48%	Sin Garantía				15.049.300		15.049.300								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	3.76%	3.76%	Sin Garantía				313.559		313.559	31.263.643							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5.00%	5.00%	Sin Garantía				30.950.084		30.950.084	10.771.424							10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	5.68%	5.45%	Sin Garantía				476.875		476.875	24.966.958							24.966.958
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itau Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4.53%	4.53%	Sin Garantía				319.617		319.617	20.000.000							20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	3.67%	3.67%	Sin Garantía				221.718		221.718	19.993.494							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	3.51%	3.51%	Sin Garantía				5.015.600		5.015.600								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	5.82%	5.66%	Sin Garantía				180.806		180.806	24.962.246							24.962.246
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	6.02%	5.85%	Sin Garantía				74.750		74.750	9.984.884							9.984.884
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itau Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4.90%	4.90%	Sin Garantía	187.774					187.774	8.843.357							8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itau Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4.20%	4.30%	Sin Garantía	169.062					169.062	8.846.291							8.846.291
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	4.45%	4.45%	Sin Garantía	253.327					253.327	12.808.677							12.808.677
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4.15%	4.15%	Sin Garantía			59.022			59.022	4.000.000							4.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4.56%	4.38%	Sin Garantía				126.533		126.533	19.985.528							19.985.528
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4.95%	4.95%	Sin Garantía	175.082					175.082	8.008.307							8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	3.39%	3.39%	Sin Garantía	7.736.846					7.736.846								0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	4.95%	4.95%	Sin Garantía	189.177					189.177	8.819.438							8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itau Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	5.05%	4.76%	Sin Garantía				41.650		41.650	44.686.808							44.686.808
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	4.18%	3.95%	Sin Garantía				29.575		29.575	44.677.451							44.677.451
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	3.26%	3.26%	Sin Garantía				240.250		240.250	22.779.676							22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	3.75%	3.75%	Sin Garantía				78.125		78.125	15.000.000							15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	3.82%	3.82%	Sin Garantía				19.100		19.100	10.000.000							10.000.000
Chile	88.221.200-9	Edelmaq S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4.32%	4.32%	Sin Garantía				13.464		13.464	2.200.000							2.200.000
Chile	88.221.200-9	Edelmaq S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	3.20%	3.20%	Sin Garantía	24.097					24.097	1.623.289							1.623.289
Chile	88.221.200-9	Edelmaq S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3.21%	3.21%	Sin Garantía	2.269.728					2.269.728								0
Chile	88.221.200-9	Edelmaq S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4.26%	4.26%	Sin Garantía			17.943			17.943	1.263.609							1.263.609
Chile	88.221.200-9	Edelmaq S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4.38%	4.38%	Sin Garantía				10.906		10.906	985.038							985.038
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	ARS	Mensual	80.52%	80.52%	Sin Garantía	7.093	19.599				26.692								0
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	ARS	Mensual	83.00%	83.00%	Sin Garantía	5.923	23.259				29.182								0
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	ARS	Mensual	27.00%	27.00%	Sin Garantía	4.530	38.047				42.577	92.744							92.744
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	ARS	Mensual	83.84%	83.84%	Sin Garantía	7.592	29.513				37.105								0
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	ARS	Mensual	58.64%	58.64%	Sin Garantía	2.724	12.906				15.630	78.811							78.811
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	SINDICADO V	ARS	Mensual	64.84%	64.84%	Sin Garantía	251.865	521.221				773.086								0
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	ARS	Mensual	58.10%	58.10%	Sin Garantía	6.440	20.241				26.681	111.699							111.699
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	SINDICADO VI	ARS	Mensual	55.76%	55.76%	Sin Garantía	249.682	396.149				645.831	1.828.378							1.828.378
Argentina	0-E	Energía San Juan S.A.	SINDICADO VII	ARS	Mensual	47.36%	47.36%	Sin Garantía	344.115	834.350				1.178.465	3.337.400							3.337.400
Chile	96.893.220-9	Transmuel S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	4.10%	4.10%	Sin Garantía				72.099		72.099								0
Chile	96.893.220-9	Transmuel S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	3.49%	3.49%	Sin Garantía				6.767.196		6.767.196	11.106.439							11.106.439
Chile	78.513.190-2	Energy Sur S.A.	Banco de Chile	CL\$	Mensual	7.00%	7.00%	Sin Garantía	15.000					15.000								0
Chile	76.411.321-7	Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL\$	Mensual										2.719.240	2.719.240	2.719.240	2.719.240	5.455.991			16.332.951
Totales									57.155.560	13.930.642	3.826.936	102.345.329	177.258.467	182.895.297	170.584.575	78.177.472	95.492.888	5.455.991	0	532.606.223		

## 20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2019	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2019
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$										
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	2.781.527		2.781.527				25.787.002	116.041.509	12.893.501	154.722.012
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	310.604		310.604					13.946.774		13.946.774
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		183.820	183.820						56.304.936	56.304.936
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	10.316.426		10.316.426	9.010.272	9.010.272	9.010.272	9.010.272	45.267.274	9.010.272	90.318.634
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.103.356		1.103.356						112.608.731	112.608.731
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		93.065	93.065			18.878.754	18.878.754	18.240.488		55.997.996
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		203.576	203.576						84.384.584	84.384.584
<b>Totales</b>										14.511.913	480.461	14.992.374	9.010.272	9.010.272	27.889.026	53.676.028	193.496.045	275.202.024	568.283.667

Saldos al 31 de diciembre de 2018.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2018	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2018
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$										
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral		2.708.412	2.708.412					125.405.170	25.080.912	150.486.082
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	302.439		302.439						13.551.651	13.551.651
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		179.972	179.972						54.790.214	54.790.214
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir de 03-2020	1.281.408		1.281.408	8.796.858	8.796.858	8.796.858	8.796.858	43.984.287	17.594.267	96.765.986
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	1.080.289		1.080.289						109.585.341	109.585.341
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		91.117	91.117				18.125.461	36.250.976		54.376.437
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		199.314	199.314						82.122.925	82.122.925
<b>Totales</b>										2.664.136	3.178.815	5.842.951	8.796.858	8.796.858	8.796.858	26.922.319	205.640.433	302.725.310	561.678.636

Con fecha 6 de diciembre de 2018, Compañía General de Electricidad S.A. realizó la colocación de los siguientes bonos:

- Bono Serie M por un monto de 2.000.000 de unidades de fomento, a 7 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,95% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializada al portador registrada bajo el N°916 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.
- Bonos Series N por un monto de 3.000.000 de unidades de fomento, a 23 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 2,85% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializados al portador registrada bajo el N°917 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.

La colocación de los bonos series M y N se efectuó a tasas de 2,05% y 2,84% anual, respectivamente, con lo cual se recaudó el equivalente al 99,5% y 100,1% de su valor par respectivamente, con una recaudación total de M\$137.649.494. Los fondos provenientes de la colocación de los bonos series M y N se destinaron para refinanciar pasivos.



21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	116.119.598	130.805.987	144.334.598	
Retenciones.	16.663.609	15.251.413		
Dividendos por pagar.	1.826.962	1.349.897		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	9.554.328	11.666.671		
Proveedores no energéticos.	71.710.139	60.788.542		
Proveedores de importación.	513.949	129.382		
Acreedores varios.	7.560.700	6.016.951		
Otros.	248.170	461.793	200.053	202.257
<b>Total</b>	<b>224.197.455</b>	<b>226.470.636</b>	<b>144.534.651</b>	<b>202.257</b>

(\*) Ver Nota N° 4.5.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Consorcio Transelec S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A., Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., y AES Gener S.A.

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este ítem. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son Andaluza de Montajes Eléctricos y Telefónicos S.A., Tecnet S.A., Sociedad Comercial GMA Energía Ltda., Monlux Chile S.A., Ezentis Energía SpA, Sociedad de Ingeniería Servicios y Montajes Eléctricos Imofesa Ltda. y Bureau Veritas Chile S.A.

En el ítem Acreedores varios se presentan sanciones establecidas por el EPRE (Ente Provincial Regulador de la Electricidad) de la Provincia de San Juan a Energía San Juan S.A., por calidad de servicio técnico y comercial y la diferencia de pass through originada por la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 2016/12, la cual implementó un precio monómico de compra por un monto de M\$ 1.979.517.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Vacaciones del personal.	5.901.292	6.948.389		
Bonificaciones de feriados	246.670	367.790		
Participación sobre resultados.	3.406.366	4.350.492		
<b>Total</b>	<b>9.554.328</b>	<b>11.666.671</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta 30 días	18.261.079	160.608.760	23.467.852	202.337.691
Entre 31 y 60 días	9.515.220	627	8.872.795	18.388.642
Entre 61 y 90 días	77.953		573.323	651.276
Entre 91 y 120 días			10.539	10.539
Entre 121 y 365 días			368.420	368.420
Más de 365 días		144.334.598	200.053	144.534.651
<b>Total</b>	<b>27.854.252</b>	<b>304.943.985</b>	<b>33.492.982</b>	<b>366.291.219</b>

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta 30 días	302.425	1.245.200	407.217	1.954.842
Entre 31 y 60 días	104.785	11.020	299.785	415.590
Entre 61 y 90 días	22.525	32.525	15.405	70.455
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
<b>Total</b>	<b>429.735</b>	<b>1.288.745</b>	<b>722.407</b>	<b>2.440.887</b>

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$
Hasta 30 días	17.582.113	171.584.307	25.906.450	215.072.870
Entre 31 y 60 días	3.253.111		5.861.852	9.114.963
Entre 61 y 90 días	8.285		46.929	55.214
Entre 91 y 120 días			53.763	53.763
Entre 121 y 365 días			392.618	392.618
Más de 365 días			202.257	202.257
<b>Total</b>	<b>20.843.509</b>	<b>171.584.307</b>	<b>32.463.869</b>	<b>224.891.685</b>

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$
Hasta 30 días	335.402	1.005.025	225.452	1.565.879
Entre 31 y 60 días	91.452	10.452	39.785	141.689
Entre 61 y 90 días	21.453	36.785	15.402	73.640
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
<b>Total</b>	<b>448.307</b>	<b>1.052.262</b>	<b>280.639</b>	<b>1.781.208</b>

## 22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

### 22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	15.080.895	19.630.149	719.108	702.465
Participación en utilidades y bonos.	4.007.984	3.595.919		
Otras provisiones.	28.067	28.067	376	220.784
<b>Total</b>	<b>19.116.946</b>	<b>23.254.135</b>	<b>719.484</b>	<b>923.249</b>

#### 22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra el Grupo CGE por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 34).

### 22.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros de CGE y sus subsidiarias.

### 22.1.3.- Otras provisiones.

Corresponden principalmente a provisiones provenientes de situaciones contingentes. Los montos constituidos cubren adecuadamente los riesgos existentes.

### 22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2019 M\$
Saldo al 1 de enero de 2019	20.332.614	3.595.919	248.851	24.177.384
Provisiones adicionales.	11.034.652	4.823.393		15.858.045
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	779.382	384.636	6	1.164.024
Provisión utilizada.	(14.966.212)	(4.795.964)	(220.414)	(19.982.590)
Reversión de provisión no utilizada.	(848.543)			(848.543)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(531.890)			(531.890)
<b>Total cambio en provisiones</b>	<b>(4.532.611)</b>	<b>412.065</b>	<b>(220.408)</b>	<b>(4.340.954)</b>
Saldo al 31 de diciembre de 2019	15.800.003	4.007.984	28.443	19.836.430

Saldos al 31 de diciembre de 2018.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2018 M\$
Saldo al 01 de enero de 2018	16.791.871	5.064.848	1.223.347	23.080.066
Provisiones adicionales.	9.460.079	174.756		9.634.835
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	672.606	5.812.252	21.477	6.506.335
Provisión utilizada.	(5.581.975)	(7.455.937)	(995.973)	(14.033.885)
Reversión de provisión no utilizada.	(387.405)			(387.405)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(622.562)			(622.562)
<b>Total cambio en provisiones</b>	<b>3.540.743</b>	<b>(1.468.929)</b>	<b>(974.496)</b>	<b>1.097.318</b>
Saldo al 31 de diciembre de 2018	20.332.614	3.595.919	248.851	24.177.384

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.257	2.285	14.396.271	16.580.222
Provisión premio de antigüedad.			648.821	1.001.629
Provisión beneficios post-jubilatorios.	2.961	5.383	17.664.447	14.082.866
<b>Total</b>	<b>4.218</b>	<b>7.668</b>	<b>32.709.539</b>	<b>31.664.717</b>

23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	16.582.507	16.101.192	1.001.629	967.102	14.088.249	15.595.641
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	916.199	1.046.125	67.294	94.179	78.537	196.148
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	741.236	864.202	36.906	52.528	984.220	911.351
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(283.795)	2.887.956	(209.743)	(59.981)	3.937.619	(629.830)
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(88.321)	(228.541)			(208.106)	(538.500)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(3.470.298)	(4.088.427)	(247.265)	(52.199)	(1.213.111)	(1.446.561)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>(2.184.979)</b>	<b>481.315</b>	<b>(352.808)</b>	<b>34.527</b>	<b>3.579.159</b>	<b>(1.507.392)</b>
<b>Total</b>	<b>14.397.528</b>	<b>16.582.507</b>	<b>648.821</b>	<b>1.001.629</b>	<b>17.667.408</b>	<b>14.088.249</b>

23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	14.397.528	16.582.507	648.821	1.001.629	17.667.408	14.088.249
<b>Total</b>	<b>14.397.528</b>	<b>16.582.507</b>	<b>648.821</b>	<b>1.001.629</b>	<b>17.667.408</b>	<b>14.088.249</b>

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Linea del estado de resultados
	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	916.199	1.046.125	67.294	94.179	78.537	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	741.236	864.202	36.906	52.528	984.220	911.351	
<b>Total</b>	<b>1.657.435</b>	<b>1.910.327</b>	<b>104.200</b>	<b>146.707</b>	<b>1.062.757</b>	<b>1.107.499</b>	

### 23.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	0,35%
Aumento futuros de salarios.	3,00%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tasa de rotación anual.	0,94%

Los supuestos respecto a la tasa futura de mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2019, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2019, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	3.815.009	(3.166.211)

### 24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Ingresos diferidos. (*)	17.312.466	15.211.413		
Aportes reembolsables.	664.794	659.169		
Garantías recibidas en efectivo.	2.115.763	2.169.661		
Otros.		1.862.487		
<b>Total</b>	<b>20.093.023</b>	<b>19.902.730</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

#### 24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	17.312.466	15.211.413		
<b>Total</b>	<b>17.312.466</b>	<b>15.211.413</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	15.211.413	1.562.872
Adiciones.	41.950.619	34.122.911
Imputación a resultados.	(39.849.566)	(20.474.161)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.		(209)
<b>Total</b>	<b>17.312.466</b>	<b>15.211.413</b>

## 25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

### 25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

La Sociedad ha realizado una evaluación detallada de los impactos de la NIIF 16. La Sociedad producto de la adopción inicial ha registrado al 1 de enero de 2019 un incremento en sus pasivos netos por arrendamiento y un incremento en activos por derechos de uso de M\$ 10.879.471.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-12-2019			31-12-2018		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
Hasta un año.	3.124.839	(329.004)	2.795.835			0
Posterior a un año pero menor de cinco años.	5.065.045	(395.173)	4.669.872			0
Más de cinco años.			0			0
<b>Total</b>	<b>8.189.884</b>	<b>(724.177)</b>	<b>7.465.707</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Los gastos financieros por intereses devengados producto de estas obligaciones se revelan en ítem detallado en nota 29.

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 31 de diciembre de 2019 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interes
Terreno bajo arrendamientos.	5,49%
Edificio en arrendamiento.	5,19%
Vehiculos de motor, bajo arrendamiento.	6,29%

## 25.2.- Bienes arrendados.

El detalle de los bienes arrendados 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	31-12-2019			31-12-2018		
	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$
Terreno bajo arrendamientos.	11.399	(8.711)	2.688			0
Edificio en arrendamiento.	7.244.074	(1.782.898)	5.461.176			0
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	3.466.038	(1.870.667)	1.595.371			0
<b>Total</b>	<b>10.721.511</b>	<b>(3.662.276)</b>	<b>7.059.235</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. El cargo por depreciación al 31 de diciembre de 2019 alcanzó a M\$3.662.276.

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019:

Movimiento año 2019	
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	10.879.471
Adiciones.	634.223
Retiros.	(474.507)
Gasto por depreciación.	(3.662.276)
Desapropiación de subsidiaria.	(317.676)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>7.059.235</b>

## 26.- PATRIMONIO NETO.

### 26.1.- Gestión de capital.

Los objetivos de Compañía General de Electricidad S.A. al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, Compañía General de Electricidad S.A. monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, Compañía General de Electricidad S.A. ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

## 26.2.- Capital suscrito y pagado.

El capital suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2018 ascendió a M\$ 1.541.487.324.

Con fecha 21 de marzo de 2019 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$ 1.488.421 producto de no haberse suscrito en plazo de un año 1.936.176 acciones en cartera propia, derivadas del derecho a retiro ejercido por accionistas disidentes de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., y Empresa Eléctrica Atacama S.A., de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046, por fusión de dichas sociedades en Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 23 de septiembre de 2019 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$ 1.394.256 producto de no haberse suscrito en plazo de un año 2.150.845 acciones en cartera propia, derivadas del derecho a retiro ejercido por accionistas disidentes de Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046, por fusión de dichas sociedades en Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 08 de noviembre de 2019 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$ 88 producto de no haberse suscrito en plazo de un año 204 acciones en cartera propia, derivadas del derecho a retiro ejercido por accionistas disidentes de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046, por fusión de dicha sociedad en Compañía General de Electricidad S.A.

De acuerdo a lo anterior el capital suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2019 asciende a M\$ 1.538.604.559.

## 26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2019 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.019.896.893, acciones sin valor nominal, de un voto por acción. (2.023.984.118 acciones al 31 de diciembre de 2018)

## 26.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2018, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 4 de \$ 20,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2018, por un total de M\$ 39.820.938.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2018, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 5 de \$ 10,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 29 de noviembre de 2018, por un total de M\$ 20.198.969.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 17 de abril de 2019, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 6 de \$ 2,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2019, por un total de M\$ 4.039.794.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2019, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 7 de \$ 4,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 28 de noviembre de 2019, por un total de M\$ 8.079.588.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de noviembre de 2019, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 8 de \$ 60,0 por acción con cargo a utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 12 de diciembre de 2019, por un total de M\$ 121.193.814.



## 26.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

### 26.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación del rubro propiedades, planta y equipo, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

El incremento por la revaluación efectuada en septiembre de 2018 en el patrimonio es de M\$ 115.978.857, neto de impuestos diferidos por el equivalente a un 6,3% del patrimonio total de Compañía General de Electricidad S.A. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 asciende a M\$ 108.773.135, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 5.254.352.

### 26.5.2.- Reservas de conversión.

Este concepto refleja los resultados acumulados, por fluctuaciones de cambio, al convertir los estados financieros de subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la de presentación de Compañía General de Electricidad S.A. (pesos chilenos).

### 26.5.3.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

### 26.5.4.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2019 ascienden a M\$ (3.777.294). (M\$(1.214.630) al 31 de diciembre de 2018), ambos netos de impuestos diferidos.

### 26.5.5.- Otras reservas.

En este rubro se incluyen otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Aplicación NIIF 9. (*)	(6.488.993)	(6.488.993)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	137.190.034	248.732.968
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	7.205.722	1.951.370
Dividendos mínimos de acuerdo a política	(18.334.698)	
Dividendos provisorios	(8.079.588)	(20.198.969)
Resultado del periodo o ejercicio	87.961.357	33.889.642
<b>Total</b>	<b>199.453.834</b>	<b>257.886.018</b>

(\*) Corresponde al efecto producto de la aplicación de la NIIF 9 por deterioro de cuentas por cobrar de acuerdo a pérdidas esperadas. Este monto alcanzo a M\$ 6.488.993 a fecha de adopción de la norma.

El detalle de este efecto es el siguiente:

Efecto primera adopción NIIF 9	
Incremento deterioro de deudores comerciales	(8.928.212)
Impuestos diferidos	2.410.617
Efecto de participación en ajuste NIIF 9 de subsidiarias, asociadas y control conjunto.	28.602
<b>Total</b>	<b>(6.488.993)</b>

26.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Rut	Nombre de la subsidiaria	Pais de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019		31-12-2018	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	22.942.365	2.851.277	22.315.326	1.694.341
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	0,00000%	7,32083%				(284.736)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	0,00000%	11,41607%				(46.135)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	0,00000%	5,84091%				(15.094)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	651.159	36.277	639.995	73.394
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	306.678	47.127	277.873	13.273
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.474.316	(11.194)	18.483.850	228.125
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	1.077	(1.786)	(280)	89
0-E	Energia San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	1	(1)	3	(6)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	104.752	(5.180)	111.099	2.095
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	0,00000%	0,00064%		(27)	203	27
<b>Total</b>					<b>42.480.348</b>	<b>2.916.493</b>	<b>41.828.069</b>	<b>1.665.373</b>

26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se efectuaron las siguientes transacciones con participaciones no controladoras.

Sociedad	31-12-2019				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Soc. de Computación Binaria S.A.	3.459	0,00064%	208	176	32
<b>Total</b>			<b>208</b>	<b>176</b>	<b>32</b>

Sociedad	31-12-2018				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Inversiones y Gestión S.A.	501	0,00393%	2.488	2.533	(45)
Comercial & Logística General S.A.	271	0,00055%	42	43	(1)
Novanet S.A.	200	0,00899%	208	230	(22)
<b>Total</b>			<b>2.738</b>	<b>2.806</b>	<b>(68)</b>

Estas transacciones se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro "otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto".

26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2019.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2019	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			87.961.357			2.916.493			90.877.850
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	4.472.958	(1.207.699)	3.265.259			0	4.472.958	(1.207.699)	3.265.259
<b>Total movimientos del periodo o ejercicio</b>	<b>4.472.958</b>	<b>(1.207.699)</b>	<b>3.265.259</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.472.958</b>	<b>(1.207.699)</b>	<b>3.265.259</b>
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(1.714.567)		(1.714.567)	(453.191)		(453.191)	(2.167.758)	0	(2.167.758)
<b>Total movimientos del periodo o ejercicio</b>	<b>(1.714.567)</b>	<b>0</b>	<b>(1.714.567)</b>	<b>(453.191)</b>	<b>0</b>	<b>(453.191)</b>	<b>(2.167.758)</b>	<b>0</b>	<b>(2.167.758)</b>
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(3.510.499)	947.835	(2.562.664)	160.059	(43.217)	116.842	(3.350.440)	904.618	(2.445.822)
<b>Total movimientos del periodo o ejercicio</b>	<b>(3.510.499)</b>	<b>947.835</b>	<b>(2.562.664)</b>	<b>160.059</b>	<b>(43.217)</b>	<b>116.842</b>	<b>(3.350.440)</b>	<b>904.618</b>	<b>(2.445.822)</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>86.949.385</b>			<b>2.580.144</b>			<b>89.529.529</b>

Movimientos al 31 de diciembre de 2018.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2018	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			33.889.642			1.665.373			35.555.015
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)			0	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)
Total movimientos del período o ejercicio	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)	0	0	0	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857			0	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857
Total movimientos del período o ejercicio	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857	0	0	0	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	7.015.858		7.015.858	320.239		320.239	7.336.097	0	7.336.097
Total movimientos del período o ejercicio	7.015.858	0	7.015.858	320.239	0	320.239	7.336.097	0	7.336.097
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.614.756)	370.160	(1.244.596)	1.152.142	(245.254)	906.888	(462.614)	124.906	(337.708)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.614.756)	370.160	(1.244.596)	1.152.142	(245.254)	906.888	(462.614)	124.906	(337.708)
Total resultado integral			153.836.438			2.892.500			156.728.938

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Ventas	1.701.168.239	1.575.474.668
Venta de energía.	1.692.906.503	1.553.112.491
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	8.261.736	22.362.177
Prestaciones de servicios	99.370.449	98.027.642
Recargos regulados, peajes y transmisión.	17.851.732	21.659.647
Arriendo de equipos de medida.	4.219.142	5.110.965
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.534.968	5.272.471
Apoyos en postación.	1.642.115	1.451.951
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	57.029.938	54.804.149
Servicios de televisión por cable	4.811.432	5.000.183
Otras prestaciones	12.281.122	4.728.276
Total	1.800.538.688	1.673.502.310

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	4.292	183.513
Otros ingresos de operación.	216.963	221.245
<b>Total</b>	<b>221.255</b>	<b>404.758</b>

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 que se adjunta, se descomponen como se indica en 28.1, 28.2, 28.3 y 28.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Costo de venta.	1.501.187.228	1.428.281.638
Costo de administración.	124.107.036	131.474.963
Otros gastos por función.	6.326.955	6.999.902
<b>Total</b>	<b>1.631.621.219</b>	<b>1.566.756.503</b>

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Compra de energía.	1.272.730.377	1.161.366.052
Compra de gas.	12.909.799	11.407.891
Gastos de personal.	65.567.551	96.473.656
Gastos de operación y mantenimiento.	73.897.967	100.079.203
Gastos de administración.	120.725.520	122.649.287
Costos de mercadotecnia.	32.353	26.091
Depreciación.	72.957.750	64.018.295
Amortización.	8.024.544	6.718.022
Otros gastos varios de operación.	4.775.358	4.018.006
<b>Total</b>	<b>1.631.621.219</b>	<b>1.566.756.503</b>

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	58.110.363	77.695.704
Beneficios a corto plazo a los empleados.	3.965.344	5.057.694
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	684.015	476.611
Beneficios por terminación.	2.697.945	13.138.392
Otros gastos de personal.	109.884	105.255
<b>Total</b>	<b>65.567.551</b>	<b>96.473.656</b>

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
<b>Depreciación y retiros</b>		
Costo de ventas.	70.628.444	61.123.577
Gasto de administración.	2.329.306	2.894.718
Otras ganancias (pérdidas).	11.346.886	37.851.715
<b>Total depreciación</b>	<b>84.304.636</b>	<b>101.870.010</b>
<b>Amortización</b>		
Costo de ventas.	5.186.979	6.671.511
Gasto de administración.	2.837.565	46.511
<b>Total amortización</b>	<b>8.024.544</b>	<b>6.718.022</b>
<b>Total</b>	<b>92.329.180</b>	<b>108.588.032</b>

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(11.346.886)	(37.851.715)
Venta de chatarra.	183.219	483.840
Venta de propiedades, planta y equipo.	3.518.371	1.558.328
Venta acciones. (*)	30.930.031	
Juicios o arbitrajes.	(6.239.831)	(13.612.310)
Remuneraciones del directorio.	(189.587)	(245.537)
Participación comité de directores	(3.743)	(2.586)
Indemnizaciones percibidas	2.809.732	7.652.148
Otras (pérdidas) ganancias.	2.384.971	(579.019)
Aportes de terceros para financiar obras propias	12.633.220	3.297.358
<b>Total</b>	<b>34.679.497</b>	<b>(39.299.493)</b>

(\*) El importe de M\$30.930.031 corresponde al resultado antes de impuestos de la venta de acciones de la subsidiaria Transemel S.A. (Nota 3.5.3.1) y al resultado en permuta donde CGE y su filial CGE Argentina S.A. enajenaron la participación accionaria de las sociedades de control conjunto Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA) (Nota 3.5.4.1).

El detalle del resultado antes de impuesto de estas operaciones es el siguiente:

Resultado antes de impuesto de permuta de Edet, Ejesa y Ejsedsa.	M\$
Ingreso por venta de acciones	27.999.200
Costo de Inversión en Ceisa	(48.553.083)
Otros costos de venta	(5.073.181)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>(25.627.064)</b>

Resultado antes de impuesto venta de Transemel S.A.	M\$
Ingreso por venta de acciones	122.780.596
Costo de Inversión en Transemel	(56.738.373)
Otros costos de venta	(9.485.128)
<b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>56.557.095</b>

## 29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	5.524.789	6.523.859
Ingresos por otros activos financieros.	15.778.358	2.862.607
Otros ingresos financieros.	123.702	44.493
<b>Total ingresos financieros</b>	<b>21.426.849</b>	<b>9.430.959</b>
<b>Costos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(43.878.315)	(38.052.682)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(22.227.189)	(18.465.009)
Gastos por arrendamientos.	(455.237)	
Gastos por valoración derivados financieros.	(25.313.331)	(11.943.074)
Otros gastos.	(2.321.671)	(5.461.244)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(94.195.743)</b>	<b>(73.922.009)</b>
<b>Total diferencias de cambio (*)</b>	<b>(690.191)</b>	<b>(1.314.246)</b>
<b>Total resultados por unidades de reajuste (**)</b>	<b>(2.622.206)</b>	<b>(6.130.457)</b>
<b>Total</b>	<b>(76.081.291)</b>	<b>(71.935.753)</b>



29.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	41.901	45.271
Otros activos financieros.	6.161	(39.288)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(1.882)	
<b>Total diferencias de cambio por activos</b>	<b>46.180</b>	<b>5.983</b>
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	40.899	(1.110.989)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(777.270)	(209.240)
<b>Total diferencias de cambio por pasivos</b>	<b>(736.371)</b>	<b>(1.320.229)</b>
<b>Total diferencia de cambios neta</b>	<b>(690.191)</b>	<b>(1.314.246)</b>

29.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.		5.602.860
Otros activos no financieros.		316
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(80.302)	102.240
Activos por impuestos.	2.178.702	1.064.371
<b>Total unidades de reajuste por activos</b>	<b>2.098.400</b>	<b>6.769.787</b>
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(4.464.900)	(12.828.579)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.788	(20.195)
Provisiones por beneficios a los empleados.		(513)
Otros pasivos no financieros.	(260.494)	(50.957)
<b>Total unidades de reajuste por pasivos</b>	<b>(4.720.606)</b>	<b>(12.900.244)</b>
<b>Total unidades de reajuste neto</b>	<b>(2.622.206)</b>	<b>(6.130.457)</b>

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$45.885.546 y al 31 de diciembre de 2018 un abono por M\$30.248.721, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
<b>Impuestos corrientes a las ganancias</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(4.465.244)	(2.970.801)
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.	(2.615.166)	(1.667.042)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(7.080.410)</b>	<b>(4.637.843)</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(38.805.136)	34.886.564
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto</b>	<b>(38.805.136)</b>	<b>34.886.564</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(45.885.546)</b>	<b>30.248.721</b>

De acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 31 de mayo de 2018 fueron fusionadas Empresa Eléctrica de Arica S.A. Empresa eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 32.164.348, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

Con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas las sociedades Inversiones y Gestión S.A., Novanet S.A. y Comercial y Logística S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de Inversiones y Gestión S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 391.872, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

Con fecha 31 de julio de 2019 fue fusionada la Sociedad de Computación Binaria S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de Sociedad de Computación Binaria S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 5.997.604, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
<b>Impuestos corrientes a las ganancias</b>		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(7.106.789)	(4.637.843)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(7.106.789)</b>	<b>(4.637.843)</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	2.373.797	533.175
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(41.152.554)	34.353.389
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto</b>	<b>(38.778.757)</b>	<b>34.886.564</b>

30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	131.957.557		(4.084.681)	
<b>Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(35.628.540)</b>	<b>27,0%</b>	<b>1.102.864</b>	<b>27,0%</b>
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	1.440.199	-1,1%	2.006	0,1%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(9.414.235)	7,1%	2.269.558	55,6%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales		0,0%	(965.313)	-23,6%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(2.282.970)	1,7%	27.839.606	681,6%
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(10.257.006)</b>	<b>7,8%</b>	<b>29.145.857</b>	<b>713,5%</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(45.885.546)</b>	<b>34,8%</b>	<b>30.248.721</b>	<b>740,5%</b>

30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2019 31-12-2019			01-01-2018 31-12-2018		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.			0	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857
Cobertura de flujo de efectivo.	4.472.958	(1.207.699)	3.265.259	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)
Diferencia de cambio por conversión.	(2.167.758)		(2.167.758)	7.336.097		7.336.097
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(3.350.440)	904.618	(2.445.822)	(462.614)	124.906	(337.708)
<b>Total</b>		<b>(303.081)</b>		<b>(42.104.402)</b>		

### 31.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2019 31-12-2019	01-01-2018 31-12-2018
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	87.961.357	33.889.642
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	43,55	16,74
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.023.984.118

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

### 32.- INFORMACION POR SEGMENTO.

#### 32.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad en Argentina, electricidad en Chile y servicios).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos (ver nota 2).

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

## 32.2.- Cuadros patrimoniales.

### 32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>										
Efectivo y equivalentes al efectivo.	55.257.228	4.119.189	211.916	244.101	728.184	444.654			56.197.328	4.807.944
Otros activos financieros.	11.855.252	5.602.860							11.855.252	5.602.860
Otros activos no financieros.	7.013.921	391.796	644.678	811.283	11.920	202.286			7.670.519	1.405.365
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	378.018.871	345.911.304	34.993.408	32.817.071	2.025.628	1.818.333			415.037.907	380.546.708
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	26.078.965	36.534.230	9.624	219.108	455.240	4.828.575	(23.531.655)	(29.055.479)	3.012.174	12.526.434
Inventarios.	705.551	800.437	2.544.386	2.347.455	4.347.712	5.570.550			7.597.649	8.718.442
Activos por impuestos.	29.468.971	36.724.362			145.804	712.938	(2.166.576)	(3.876.364)	27.448.199	33.560.936
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	508.398.759	430.084.178	38.404.012	36.439.018	7.714.488	13.577.336	(25.698.231)	(32.931.843)	528.819.028	447.168.689
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	512.793	512.793							512.793	512.793
<b>Total activos corrientes</b>	<b>508.911.552</b>	<b>430.596.971</b>	<b>38.404.012</b>	<b>36.439.018</b>	<b>7.714.488</b>	<b>13.577.336</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>529.331.821</b>	<b>447.681.482</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros activos financieros.	6.715.436	175.001							6.715.436	175.001
Otros activos no financieros.	8.280	40.090							8.280	40.090
Cuentas por cobrar.	139.221.076	18.555.827	1.586.348	454.462				1	140.807.424	19.010.290
Inventario.		996.293							0	996.293
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	84.597.741	144.196.009	28.913.420	9.387.065			(84.194.609)	(143.800.371)	29.316.552	9.782.703
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	854.181.058	859.865.767	16.406.064	12.643.640		22.707.960			870.587.122	895.217.367
Plusvalía.	221.288.274	226.844.233		(2.273.597)					221.288.274	224.570.636
Propiedades, planta y equipo.	1.926.842.988	1.961.174.628			7.854.398	12.277.394			1.934.697.386	1.973.452.022
Propiedad de inversión.	8.402.041	9.831.059							8.402.041	9.831.059
Activos por impuestos diferidos.	0		1.756.206	1.739.319		4.437.828			1.756.206	6.177.147
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>3.241.256.894</b>	<b>3.221.678.907</b>	<b>48.662.038</b>	<b>21.950.889</b>	<b>7.854.398</b>	<b>39.423.182</b>	<b>(84.194.609)</b>	<b>(143.800.370)</b>	<b>3.213.578.721</b>	<b>3.139.252.608</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>3.750.168.446</b>	<b>3.652.275.878</b>	<b>87.066.050</b>	<b>58.389.907</b>	<b>15.568.886</b>	<b>53.000.518</b>	<b>(109.892.840)</b>	<b>(176.732.213)</b>	<b>3.742.910.542</b>	<b>3.586.934.090</b>

### 32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros.	122.168.305	179.171.834	5.866.577	8.461.097		15.000			128.034.882	187.647.931
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	176.227.731	186.877.313	46.463.526	35.273.467	1.506.196	4.323.405	2	(3.549)	224.197.455	226.470.636
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	57.591.153	21.958.709	13.389.921	9.942.946	213.975	21.770	(23.531.657)	(29.051.930)	47.663.392	2.871.495
Otras provisiones.	18.037.302	21.958.222	1.079.644	1.054.915		240.998			19.116.946	23.254.135
Pasivos por impuestos.	685.070		1.481.506	3.876.364			(2.166.576)	(3.876.364)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.			4.218	7.668					4.218	7.668
Otros pasivos no financieros.	19.878.016	17.804.142			215.007	2.098.588			20.093.023	19.902.730
Pasivos por arrendamientos.	2.795.835								2.795.835	0
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>397.383.412</b>	<b>427.770.220</b>	<b>68.285.392</b>	<b>58.616.457</b>	<b>1.935.178</b>	<b>6.699.761</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>441.905.751</b>	<b>460.154.595</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros.	1.110.907.266	1.088.825.777	577.127	5.449.032		10.050			1.111.484.393	1.094.284.859
Cuentas por pagar.	144.534.651	202.257							144.534.651	202.257
Otras provisiones.	376	220.784	719.108	702.465					719.484	923.249
Pasivo por impuestos diferidos.	186.053.142	156.747.111	55.027	(1.757.991)	255.589	650.788			186.363.758	155.639.908
Provisiones por beneficios a los empleados.	30.061.060	29.402.369	1.185.217	971.734	1.463.262	1.290.614			32.709.539	31.664.717
Pasivos por arrendamientos.	4.669.872								4.669.872	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.476.226.367</b>	<b>1.275.398.298</b>	<b>2.536.479</b>	<b>5.365.240</b>	<b>1.718.851</b>	<b>1.951.452</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.480.481.697</b>	<b>1.282.714.990</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.873.609.779</b>	<b>1.703.168.518</b>	<b>70.821.871</b>	<b>63.981.697</b>	<b>3.654.029</b>	<b>8.651.213</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>1.922.387.448</b>	<b>1.742.869.585</b>
<b>PATRIMONIO</b>										
Capital emitido.	1.550.181.060	1.559.985.671	104.518.307	104.518.307	3.333.729	44.502.663	(119.428.537)	(167.519.317)	1.538.604.559	1.541.487.324
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	209.549.227	314.061.492	(44.737.202)	(44.655.385)	4.692.258	(4.213.002)	29.949.551	(7.307.087)	199.453.834	257.886.018
Primas de emisión.					954	954	(954)	(954)	0	0
Acciones propias en cartera.		(2.882.677)							0	(2.882.677)
Otras reservas.	75.078.833	36.839.156	(43.550.182)	(65.486.760)	3.236.757	3.418.695	5.218.945	30.974.680	39.984.353	5.745.771
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.834.809.120	1.908.003.642	16.230.923	(5.623.838)	11.263.698	43.709.310	(84.260.995)	(143.852.678)	1.778.042.746	1.802.236.436
Participaciones no controladoras.	41.749.547	41.103.718	13.256	32.048	651.159	639.995	66.386	52.308	42.480.348	41.828.069
<b>Total patrimonio</b>	<b>1.876.558.667</b>	<b>1.949.107.360</b>	<b>16.244.179</b>	<b>(5.591.790)</b>	<b>11.914.857</b>	<b>44.349.305</b>	<b>(84.194.609)</b>	<b>(143.800.370)</b>	<b>1.820.523.094</b>	<b>1.844.064.505</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>3.750.168.446</b>	<b>3.652.275.878</b>	<b>87.066.050</b>	<b>58.389.907</b>	<b>15.568.886</b>	<b>53.000.518</b>	<b>(109.892.840)</b>	<b>(176.732.213)</b>	<b>3.742.910.542</b>	<b>3.586.934.090</b>

### 32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2019	01-01-2018	01-01-2019	01-01-2018	01-01-2019	01-01-2018	01-01-2019	01-01-2018	01-01-2019	01-01-2018
	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.687.403.088	1.555.771.052	104.218.646	92.593.795	25.003.808	70.381.894	(16.086.854)	(45.244.431)	1.800.538.688	1.673.502.310
Costo de ventas	(1.406.523.684)	(1.322.212.760)	(77.009.034)	(66.374.041)	(17.654.510)	(50.201.850)		10.507.013	(1.501.187.228)	(1.428.281.638)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>280.879.404</b>	<b>233.558.292</b>	<b>27.209.612</b>	<b>26.219.754</b>	<b>7.349.298</b>	<b>20.180.044</b>	<b>(16.086.854)</b>	<b>(34.737.418)</b>	<b>299.351.460</b>	<b>245.220.672</b>
Otros ingresos, por función.	3.384.518	2.344.370	199.479	183.138		5.423	(3.362.742)	(2.128.173)	221.255	404.758
Gasto de administración.	(129.094.670)	(146.972.595)	(7.687.281)	(11.456.580)	(6.774.681)	(9.911.379)	19.449.596	36.865.591	(124.107.036)	(131.474.963)
Otros gastos, por función.			(6.326.955)	(6.999.902)					(6.326.955)	(6.999.902)
Otras ganancias (pérdidas).	61.401.227	(39.687.700)	(26.838.258)	(1.687.749)	116.528	2.075.956			34.679.497	(39.299.493)
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>	<b>216.570.479</b>	<b>49.242.367</b>	<b>(13.443.403)</b>	<b>6.258.661</b>	<b>691.145</b>	<b>12.350.044</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>203.818.221</b>	<b>67.851.072</b>
Ingresos financieros.	18.106.027	9.867.882	4.241.231	1.298.035	98.052	232.468	(1.018.461)	(1.967.426)	21.426.849	9.430.959
Costos financieros.	(75.238.641)	(61.015.353)	(19.885.967)	(13.923.318)	(89.596)	(950.764)	1.018.461	1.967.426	(94.195.743)	(73.922.009)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	(18.822.220)	8.619.988	4.162.672				18.880.175	(8.619.988)	4.220.627	0
Diferencias de cambio.	(723.499)	(110.914)	40.901	(1.111.516)	(7.593)	(91.816)			(690.191)	(1.314.246)
Resultados por unidades de reajuste.	(2.625.062)	(6.244.690)		(1)	2.856	114.234			(2.622.206)	(6.130.457)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>137.267.084</b>	<b>359.280</b>	<b>(24.884.566)</b>	<b>(7.478.139)</b>	<b>694.864</b>	<b>11.654.166</b>	<b>18.880.175</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>131.957.557</b>	<b>(4.084.681)</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(42.834.299)	32.678.613	2.373.797	533.175	(5.425.044)	(2.963.067)			(45.885.546)	30.248.721
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>94.432.785</b>	<b>33.037.893</b>	<b>(22.510.769)</b>	<b>(6.944.964)</b>	<b>(4.730.180)</b>	<b>8.691.099</b>	<b>18.880.175</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>86.072.011</b>	<b>26.164.040</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	3.671.117	1.473.238	1.134.722	7.917.737					4.805.839	9.390.975
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>98.103.902</b>	<b>34.511.131</b>	<b>(21.376.047)</b>	<b>972.773</b>	<b>(4.730.180)</b>	<b>8.691.099</b>	<b>18.880.175</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	95.213.280	32.576.652	(21.366.228)	1.059.897	(4.766.457)	8.617.705	18.880.762	(8.364.612)	87.961.357	33.889.642
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	2.890.622	1.934.479	(9.819)	(87.124)	36.277	73.394	(587)	(255.376)	2.916.493	1.665.373
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>98.103.902</b>	<b>34.511.131</b>	<b>(21.376.047)</b>	<b>972.773</b>	<b>(4.730.180)</b>	<b>8.691.099</b>	<b>18.880.175</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>
Depreciación	71.339.966	61.705.260			1.617.784	2.313.035			72.957.750	64.018.295
Amortización	2.842.136	50.053	414.873	468.004	4.767.535	6.199.965			8.024.544	6.718.022
<b>EBITDA</b>	<b>229.351.354</b>	<b>150.685.380</b>	<b>13.809.728</b>	<b>8.414.414</b>	<b>6.959.936</b>	<b>18.787.088</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>250.121.018</b>	<b>177.886.882</b>

32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	105.389.260	129.360.576	15.255.277	13.961.274	5.780.187	15.184.661	127.237.387	41.901.771	253.662.111
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	29.624.250	(150.798.952)	(7.594.021)	(3.440.308)	(1.866.191)	1.734.556	(9.498.830)	(6.579.949)	10.665.208	(159.084.653)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(83.875.471)	21.274.300	(7.619.561)	(11.900.917)	(3.672.966)	(17.234.368)	(117.738.557)	(34.431.076)	(212.906.555)	(42.292.061)
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>	<b>51.138.039</b>	<b>(164.076)</b>	<b>41.695</b>	<b>(1.379.951)</b>	<b>241.030</b>	<b>(315.151)</b>	<b>0</b>	<b>890.746</b>	<b>51.420.764</b>	<b>(968.432)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.			(73.880)	(1.485.413)	42.500	43.617			(31.380)	(1.441.796)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>51.138.039</b>	<b>(164.076)</b>	<b>(32.185)</b>	<b>(2.865.364)</b>	<b>283.530</b>	<b>(271.534)</b>	<b>0</b>	<b>890.746</b>	<b>51.389.384</b>	<b>(2.410.228)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	4.119.189	4.283.265	244.101	3.109.465	444.654	716.188		(890.746)	4.807.944	7.218.172
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio</b>	<b>55.257.228</b>	<b>4.119.189</b>	<b>211.916</b>	<b>244.101</b>	<b>728.184</b>	<b>444.654</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56.197.328</b>	<b>4.807.944</b>



33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2019 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.062.715	1.062.715		1.062.715				0	1.062.715
Activos corrientes	AR \$	58.137.947	746.110	37.643.219	38.389.329	1.586.348		18.162.270	19.748.618	58.137.947
Activos corrientes	EUR \$	5.375	5.375		5.375				0	5.375
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>59.206.037</b>	<b>1.814.200</b>	<b>37.643.219</b>	<b>39.457.419</b>	<b>1.586.348</b>	<b>0</b>	<b>18.162.270</b>	<b>19.748.618</b>	<b>59.206.037</b>
Pasivos corrientes	US \$	513.933	513.933		513.933				0	513.933
Pasivos corrientes	AR \$	55.895.417	46.877.981	6.535.984	53.413.965	1.296.235		1.185.217	2.481.452	55.895.417
Pasivos corrientes	EUR \$	16	16		16				0	16
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>56.409.366</b>	<b>47.391.930</b>	<b>6.535.984</b>	<b>53.927.914</b>	<b>1.296.235</b>	<b>0</b>	<b>1.185.217</b>	<b>2.481.452</b>	<b>56.409.366</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2018.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2018 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	867.791	867.791		867.791				0	867.791
Activos corrientes	AR \$	57.779.123	903.124	35.290.011	36.193.135	454.462		21.131.526	21.585.988	57.779.123
Activos corrientes	EUR \$	30.254	30.254		30.254				0	30.254
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>58.677.168</b>	<b>1.801.169</b>	<b>35.290.011</b>	<b>37.091.180</b>	<b>454.462</b>	<b>0</b>	<b>21.131.526</b>	<b>21.585.988</b>	<b>58.677.168</b>
Pasivos corrientes	US \$	402.233	402.233		402.233				0	402.233
Pasivos corrientes	AR \$	51.920.378	35.273.467	9.523.680	44.797.147	6.151.497		971.734	7.123.231	51.920.378
Pasivos corrientes	EUR \$	6.339	6.339		6.339				0	6.339
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>52.328.950</b>	<b>35.682.039</b>	<b>9.523.680</b>	<b>45.205.719</b>	<b>6.151.497</b>	<b>0</b>	<b>971.734</b>	<b>7.123.231</b>	<b>52.328.950</b>

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2019 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	718.364	718.364		718.364				0	718.364
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	206.109	206.109		206.109				0	206.109
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	748	748		748				0	748
Otros activos no financieros.	AR \$	644.678	539.253	105.425	644.678				0	644.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	34.993.408		34.993.408	34.993.408				0	34.993.408
Inventarios.	US \$	344.351	344.351		344.351				0	344.351
Inventarios.	AR \$	2.544.386		2.544.386	2.544.386				0	2.544.386
Inventarios.	EUR \$	5.375	5.375		5.375				0	5.375
Derechos por cobrar.	AR \$	1.586.348			0	1.586.348			1.586.348	1.586.348
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	16.406.064			0			16.406.064	16.406.064	16.406.064
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	1.756.206			0			1.756.206	1.756.206	1.756.206
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>59.206.037</b>	<b>1.814.200</b>	<b>37.643.219</b>	<b>39.457.419</b>	<b>1.586.348</b>	<b>0</b>	<b>18.162.270</b>	<b>19.748.618</b>	<b>59.206.037</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2018.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2018 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	796.950	796.950		796.950				0	796.950
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	216.609	216.609		216.609				0	216.609
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	717	717		717				0	717
Otros activos no financieros.	AR \$	811.283	685.798	125.485	811.283				0	811.283
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	32.817.071		32.817.071	32.817.071				0	32.817.071
Inventarios.	US \$	70.841	70.841		70.841				0	70.841
Inventarios.	AR \$	2.347.455		2.347.455	2.347.455				0	2.347.455
Inventarios.	EUR \$	30.254	30.254		30.254				0	30.254
Derechos por cobrar.	AR \$	454.462			0	454.462			454.462	454.462
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	19.392.207			0			19.392.207	19.392.207	19.392.207
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	1.739.319			0			1.739.319	1.739.319	1.739.319
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>58.677.168</b>	<b>1.801.169</b>	<b>35.290.011</b>	<b>37.091.180</b>	<b>454.462</b>	<b>0</b>	<b>21.131.526</b>	<b>21.585.988</b>	<b>58.677.168</b>

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2019 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Pasivos financieros.	AR \$	5.866.577	414.455	5.452.122	5.866.577				0	5.866.577
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	513.933	513.933		513.933				0	513.933
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	46.463.526	46.463.526		46.463.526				0	46.463.526
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	16	16		16				0	16
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.083.862		1.083.862	1.083.862				0	1.083.862
Pasivos financieros.	AR \$	577.127			0	577.127			577.127	577.127
Otras provisiones	AR \$	719.108			0	719.108			719.108	719.108
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.185.217			0			1.185.217	1.185.217	1.185.217
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>		<b>56.409.366</b>	<b>47.391.930</b>	<b>6.535.984</b>	<b>53.927.914</b>	<b>1.296.235</b>	<b>0</b>	<b>1.185.217</b>	<b>2.481.452</b>	<b>56.409.366</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2018.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2018 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Pasivos financieros.	AR \$	8.461.097		8.461.097	8.461.097				0	8.461.097
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	397.975	397.975		397.975				0	397.975
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	35.273.467	35.273.467		35.273.467				0	35.273.467
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	10.597	10.597		10.597				0	10.597
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.062.583		1.062.583	1.062.583				0	1.062.583
Pasivos financieros.	AR \$	5.449.032			0	5.449.032			5.449.032	5.449.032
Otras provisiones	AR \$	702.465			0	702.465			702.465	702.465
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	971.734			0			971.734	971.734	971.734
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>		<b>52.328.950</b>	<b>35.682.039</b>	<b>9.523.680</b>	<b>45.205.719</b>	<b>6.151.497</b>	<b>0</b>	<b>971.734</b>	<b>7.123.231</b>	<b>52.328.950</b>

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

- 34.1.1.- Nombre del Juicio: "Bancalari con CGE S.A."  
Fecha: 18 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 32.645-2017.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.  
Cuantía: M\$ 307.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.2.- Nombre del Juicio: "Canteras Lonco con CGE S.A."  
Fecha: 28 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 35.369-2017  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.  
Cuantía: M\$ 180.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.3.- Nombre del Juicio: "Chilena Consolidada con CGED."  
Fecha: 6 de abril de 2015.  
Tribunal: 19° juzgado de Civil de Santiago.  
Rol N°: 3.227-2015.  
Materia: Acción de cobro de la indemnización pagada al asegurado Indura S.A. como consecuencia de un contrato de seguro por un corte total de suministro de fecha 24 de septiembre de 2011.  
Cuantía: MUS\$ 546.  
Estado: Con fecha 28 de febrero de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 21 de agosto de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.4.- Nombre del Juicio: "Soc. Agrícola Santa Elba con CGED."  
Fecha: 19 de octubre de 2016.  
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 22.696-2016.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Codehua.  
Cuantía: M\$ 573.000.  
Estado: Con fecha 7 de marzo de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 28 de marzo de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.

- 34.1.5.- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGED"  
Fecha: 6 de junio de 2017.  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
Rol N°: 811-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 4.338.530.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.6.- Nombre del Juicio: "Barahona María Paz con CGED."  
Fecha: 27 de Abril de 2017.  
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 6.491-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 1.632.466.  
Estado: Etapa de discusión prueba.
- 34.1.7.- Nombre del Juicio: "Agrícola las Pataguas y otros con CGED."  
Fecha: 20 de noviembre de 2017.  
Tribunal: Juzgado de letras de Santa Cruz.  
Rol N°: 1.348-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 19.338.938.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.8.- Nombre del Juicio: "(Oyarzun) Hidalgo con CGED."  
Fecha: 3 de enero de 2018  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz  
Rol N°: 20-2018  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 5.269.849.  
Estado: Etapa de discusión finalizado.
- 34.1.9.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola La Palmilla de Pumanque y otros con CGED."  
Fecha: 22 de Mayo de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
Rol N°: 267-2018  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona  
Cuantía: M\$ 1.977.439.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

- 34.1.10.- Nombre del Juicio: "Maria de la Paz Barahona con CGED."  
Fecha: 24 de Mayo de 2019.  
Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 8.866-2018  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona  
Cuantía: M\$ 1.632.466.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.11.- Nombre del Juicio: "Del Valle con CGE."  
Fecha: 4 de marzo de 2019.  
Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 31.618-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Alto Población.  
Cuantía: M\$ 1.280.119.  
Estado: Etapa de discusión finalizada
- 34.1.12.- Nombre del Juicio: "Agrícola El Carrizal con CGED y otros".  
Fecha: 20 de noviembre de 2017.  
Tribunal: Juzgado Letras de Santa Cruz.  
Rol N°: 1.349-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.  
Cuantía: M\$ 1.769.569.  
Estado: Con fecha 2 de septiembre de 2019, se acogió parcialmente de la demanda en contra de CGE por M\$ 1.658.987 y se rechazó en contra de los ejecutivos demandados. Con fecha 12 de septiembre de 2019, se presentaron recursos ante la Corte de Apelaciones de Rancagua por todas las partes del juicio, las que se encuentran pendientes de resolución.
- 34.1.13.- Nombre del Juicio: "Echaurren y otros con CGED."  
Fecha: 2 de agosto de 2017.  
Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 19.313-17.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.  
Cuantía: M\$ 242.696.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.14.- Nombre del Juicio: "Vergara y otros con CGED."  
Fecha: 2 de agosto de 2017.  
Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 19.320-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes.  
Cuantía: M\$ 366.055.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.

- 34.1.15.- Nombre del Juicio: "Sernac con CGED."  
Fecha: 11 de septiembre de 2017.  
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 18.943-2017.  
Materia: Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de un temporal de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Con fecha 26 de noviembre de 2018, se citó a las partes oír sentencia.
- 34.1.16.- Nombre del Juicio: "Benitez con CGED."  
Fecha: 1 de agosto de 2017.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco  
Rol N°: 1.020-2017.  
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.  
Cuantía: M\$ 251.000  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.17.- Nombre del Juicio: "Gonzalez con CGED"  
Fecha: 6 de noviembre de 2017.  
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 31.461-2017  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.  
Cuantía: M\$ 232.846.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.18.- Nombre del Juicio: "Diaz con CGED"  
Fecha: 6 de noviembre de 2017.  
Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 31.457-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta Los Elefantes, comuna de Curepto.  
Cuantía: M\$ 229.846  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.19.- Nombre del Juicio: "Concha con CGED"  
Fecha: 6 de noviembre de 2017  
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago  
Rol N°: 31.458-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta Los Elefantes, comuna de Curepto.  
Cuantía: M\$ 225.816.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.

- 34.1.20.- Nombre del Juicio: "Ahumada con Cámara Chilena de la Construcción y CGED"  
Fecha: 6 de noviembre de 2017.  
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago  
Rol N°: 21.158-2016.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.  
Cuantía: M\$ 1.000.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.21.- Nombre del Juicio: "Inversiones, Asesorías y Capacitaciones Castellano Limitada con CGED"  
Fecha: 4 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 22.726-2017.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.  
Cuantía: M\$ 150.000.  
Estado: Con fecha 4 de diciembre de 2012, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.22.- Nombre del Juicio: "Sernac con CGED"  
Fecha: 5 de diciembre de 2017  
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago  
Rol N°: 34.785-2017  
Materia: Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de un temporal de viento y lluvia ocurrido con fecha 7 y 8 de junio de 2017 en sector el Huique.  
Cuantía: Indeterminada  
Estado: Se citó a oír sentencia con fecha 13 de septiembre de 2019.
- 34.1.23.- Nombre del Juicio: "Agrícola Pumahue Limitada con CGED"  
Fecha: 8 de enero de 2018.  
Tribunal: 8° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 37.642-2017  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante en la comuna de Pumahue en año 2013.  
Cuantía: M\$ 233.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.24.- Nombre del Juicio: "Sociedad THL con CGED"  
Fecha: 9 de febrero de 2018.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol N°: 1.087-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.  
Cuantía: M\$ 155.650.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.



- 34.1.25.- Nombre del Juicio: "Roberto Tamm y Compañía con CGED"  
Fecha: 28 de marzo de 2018.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol N°: 2.525-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Etapa de prueba
- 34.1.26.- Nombre del Juicio: "Agrícola Arellano con CGED y Transnet"  
Fecha: 3 de diciembre de 2015.  
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 30.615-2015.  
Materia: Resolución de contrato por incumplimiento.  
Cuantía: Indeterminada  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.27.- Nombre del Juicio: "Albornoz y otros con CGED"  
Fecha: 29 de octubre 2016.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.  
Rol N°: 5.492-2016.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por corte suministro a electro dependiente.  
Cuantía: M\$ 400.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.28.- Nombre del Juicio: "Agrícola Esmeralda con CGE"  
Fecha: 29 de agosto 2018.  
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 23.147-2018.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de Melipilla.  
Cuantía: M\$ 5.000.000.  
Estado: Etapa de prueba finalizada.
- 34.1.29.- Nombre del Juicio: "Celsi Limitada con CGE"  
Fecha: 13 de octubre de 2018.  
Tribunal: 2° Juzgado de Talagante.  
Rol N°: 1.679-2018.  
Materia: Reclamo de avalúo de comisión tasadora  
Cuantía: M\$ 341.135.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.30.- Nombre del Juicio: "Sociedad de Inversiones Frulac con CGE"  
Fecha: 19 de marzo de 2019.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol N°: 9.809-2018.  
Materia: Indemnización de perjuicios por corte eventualmente efectuado por deuda del servicio.  
Cuantía: M\$ 158.000.  
Estado: Etapa de discusión.

- 34.1.31.- Nombre del Juicio: "Valdes con CGE"  
Fecha: 27 de febrero de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Letras de Constitución.  
Rol N°: 3-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios por supuesto retiro de instalaciones eléctricas de propiedad de terceros.  
Cuantía: M\$ 189.483.  
Estado: Etapa de discusión
- 34.1.32.- Nombre del Juicio: "Rojas con CGE"  
Fecha: 7 de febrero de 2019.  
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 38.187-2018.  
Materia: Cobro de facturas.  
Cuantía: M\$ 158.468.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencia pendientes.
- 34.1.33.- Nombre del Juicio: "Sernac con CONAFE"  
Fecha: 11 de septiembre de 2017.  
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.  
Rol N°: 3.070-2017.  
Materia: Demanda colectiva por vulneración de los derechos de los consumidores por efectos de los temporales de junio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.  
Cuantía: Indeterminada  
Estado: Con fecha 5 de agosto de 2019, se decretó el abandono del procedimiento, lo que fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Valparaíso con fecha 28 de agosto de 2019. Con fecha 12 de septiembre de 2019, SERNAC presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.34.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A"  
Fecha: 14 de octubre de 2011.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.  
Rol N°: 4.281-2011.  
Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro.  
Cuantía: M\$ 177.701.  
Estado: Con fecha 4 de octubre de 2019, se notificó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por M\$121.528. Con fecha 14 de octubre de 2019, la demanda presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.1.35.- Nombre del Juicio: "EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN"  
Fecha: 29 de enero de 2015.  
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Copiapó.  
Rol N°: C-1034-2016.  
Materia: Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.  
Cuantía: M\$ 967.433.  
Estado: Con fecha 31 de enero de 2019, se rechazó la demanda. Con fecha 15 de marzo de 2019 se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.36.- Nombre del Juicio: "Icafal con Elecda"  
Fecha: 16 de mayo de 2017.  
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.  
Rol N°: 269-2016.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.  
Cuantía: M\$ 1.050.577.  
Estado: Con fecha 29 de agosto de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 19 de noviembre de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que fue rechazado con fecha 22 de abril de 2019. Con fecha 10 de mayo de 2019 la demanda presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.37.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE"  
Fecha: 3 de agosto de 2018.  
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Valparaíso.  
Rol N°: 1.200-2018.  
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago de traslado de instalaciones.  
Cuantía: M\$ 449.184.  
Estado: Con fecha 5 de diciembre de 2019, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda. Con fecha 14 de diciembre de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.38.- Nombre del Juicio: "Burgos con CGE"  
Fecha: 15 de mayo de 2019.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.  
Rol N°: 637-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios por instalaciones eléctricas ubicadas en el predio de la demandante.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Etapa de discusión.

- 34.1.39.- Nombre del Juicio: "Megaelectric con CGE"  
Fecha: 20 de mayo de 2019.  
Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 645-2019.  
Materia: Cobro de facturas.  
Cuantía: M\$ 376.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.40.- Nombre del Juicio: "Sociedad Ingeniera Eléctrica Asegim con CGE"  
Fecha: 11 de junio de 2019.  
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 5.333-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios reclamada por ex contratista de CGE.  
Cuantía: M\$ 1.430.000.  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.41.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Carmencita con CGE"  
Fecha: 25 de marzo de 2019.  
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.  
Rol N°: 1.047-2019.  
Materia: Demanda de indemnización por servidumbre.  
Cuantía: M\$ 756.610.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.42.- Nombre del Juicio: "Muro con CGE"  
Fecha: 28 de mayo de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
Rol N°: 528-2019.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdigadero.  
Cuantía: M\$ 2.504.050.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.43.- Nombre del Juicio: "Francisco Flavio Cornejo y otros con CGE"  
Fecha: 27 de mayo de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
Rol N°: 527-2019.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 4.446.071.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.

- 34.1.44.- Nombre del Juicio: "Bosques Viñuela con CGE"  
Fecha: 6 de agosto de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Quirihue.  
Rol N°: 152-2019.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.  
Cuantía: M\$ 1.140.609.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.45.- Nombre del Juicio: "Forestal con CGE"  
Fecha: 6 de agosto de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Quirihue.  
Rol N°: 164-2019.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.  
Cuantía: M\$ 681.185.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.46.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena con CGE"  
Fecha: 20 de agosto de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Letras de Santa Cruz.  
Rol N°: 778-2019.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.  
Cuantía: M\$ 818.956.  
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.47.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE"  
Fecha: 20 de agosto de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
Rol N°: 788-2019.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 9.884.317  
Estado: Etapa de discusión.

- 34.1.48.- Nombre del Juicio: "Gatica con CGE"  
Fecha: 14 de agosto de 2019.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Concepción.  
Rol N°: 6.590-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios reclamada por ex contratista de CGE.  
Cuantía: M\$ 300.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.49.- Nombre del Juicio: "Pool con CGE"  
Fecha: 1 de agosto de 2019.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Antofagasta.  
Rol N°: 2.347-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios por diferencias de voltaje e incendio domiciliario en Mejillones.  
Cuantía: M\$ 330.000.  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.50.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con CGE"  
Fecha: 5 de septiembre de 2019.  
Tribunal: Juez Arbitro Claudio Undurraga Abbott.  
Rol N°: 3.856-2019.  
Materia: Resolución de diferencias ocurridas en relación con contrato de suministro eléctrico.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.51.- Nombre del Juicio: "Electricidad Aescor con CGE"  
Fecha: 15 de noviembre de 2011.  
Tribunal: Primer Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol N°: 8.372-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios reclamada por ex contratista de CGE.  
Cuantía: M\$ 250.000.  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.52.- Nombre del Juicio: "Servicios Profesionales S.A. con CGE"  
Fecha: 4 de octubre de 2019.  
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 27.454-2019.  
Materia: Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.  
Cuantía: M\$ 212.541.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.

- 34.1.53.- Nombre del Juicio: "Díaz y otros con CGE"  
 Fecha: 12 de noviembre de 2019.  
 Tribunal: Peralillo.  
 Rol N°: 371-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdigadero.  
 Cuantía: M\$ 1.555.000.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.54.- Nombre del Juicio: "Inversiones Inmobiliarias Plan C y otros con CGE"  
 Fecha: 29 de noviembre de 2019.  
 Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.  
 Rol N°: 32.005-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Tuman Navidad.  
 Cuantía: M\$ 7.712.731.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.55.- Nombre del Juicio: "Misseroni y Aguayo con CGE"  
 Fecha: 4 de diciembre de 2019.  
 Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.  
 Rol N°: 33.002-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Tuman Navidad.  
 Cuantía: M\$ 314.100.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.

34.2.- Sanciones administrativas.

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.111, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.000 UTM, por falta de mantenimiento por la falla línea 110KV Pan de Azúcar-San Joaquin. Con fecha 18 abril de 2018, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.112, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.200 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en SE Los Angeles, producto de la desconexión forzada del transformador N°166/15KV. Con fecha 18 de abril de 2018 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 24.940, de fecha 31 de junio de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 600 UTM por incumplimiento de las obligaciones de carga de información regulatoria en la plataforma web de SEC. Con fecha 8 de agosto de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.558 de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 4.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66kv Itahue-Talca N°2. Con fecha 2 de octubre de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.556 de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66 KV Charrúa-Chillán. Con fecha 2 de octubre de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 19.890 de fecha 9 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 1.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos por falla ocurrida en la línea 66 KV bajo Melipilla-Paine. Multa se encuentra en proceso de pago.
- 34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.001 de fecha 27 de diciembre de 2018 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 6.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Paniehue, producto de pérdida de aislación. Con fecha 7 de enero de 2019, se presentó un recurso de reposición el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.441 de fecha 5 de febrero de 2019 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 2.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Hospital, producto de un operación intempestiva en el relé maestro. Con fecha 12 de febrero de 2019, se presentó un recurso de reposición el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 28.169 de fecha 18 marzo de 2019, Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 700 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda y roce en la comuna de Navidad. Con fecha 25 de marzo de 2019, se presentó un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 17.791 de fecha 15 de marzo de 2017 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso o una multa por 1.000 UTM por incumplimiento de los artículo 139 de la LGSE; 205° del reglamento de la LGSE; Y 92°, 100° Y 100.1° de la norma 5 en 71, sobre Instalaciones Eléctricas de Corrientes, por no mantener en buen estado la franja de seguridad de la línea. Con fecha 24 de marzo de 2017, se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.



- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 26.146 de fecha 15 de noviembre de 2018 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en S/E Fátima. Con fecha 22 de noviembre de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra en tramitación.
- 34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 28.883 de fecha 2 de mayo de 2019 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM por Incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por tres fallas en la línea Tres Pinos-Lebu. Con fecha 9 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.090 de fecha 16 mayo de 2019 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda y roce en la línea 66 KV Temuco-Loncoche. Con fecha 24 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.159 de fecha 16 mayo de 2019 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 816 UTM por incumplimiento de la obligación de conectar nuevos servicios en el plazo establecido en el artículo 111° del Decreto Supremo 32, en Copiapó. Con fecha 24 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.207, de fecha 20 de mayo de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 610 UTM por el incumplimiento de instrucciones impartidas por SEC, relativa a la instalación de un registrador de voltaje, en Copiapó. Con fecha 28 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.209, de fecha 20 de mayo de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 884 UTM por el incumplimiento del artículo 243° del Decreto Supremo 327, relativo a las holguras máximas de tensión. Con fecha 28 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.289 de fecha 28 de mayo de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda en la comuna de quinta de Tilcoco. Con fecha 4 de junio de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.353 de fecha 4 de septiembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de la obligación de conectar nuevos servicios en el plazo establecido en el artículo 111° del Decreto Supremo 327 e incumplimiento a instrucciones de SEC región del Maule. Con fecha 11 de septiembre de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.402 de fecha 9 de septiembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 600 UTM por no mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, Región de Arica y Parinacota. Con fecha 16 de septiembre de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.20.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.194 de fecha 26 de agosto de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 7.000 UTM por no mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, Región de Libertador General Bernardo O'Higgins y Región de la Araucanía. Con fecha 2 de septiembre de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.21.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.555 de fecha 27 de septiembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplir las ordenes e instrucciones impartidas por la Dirección Regional de Biobío. Con fecha 4 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.22.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.553 de fecha 7 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por efectuar la operación de las instalaciones en buen estado sus instalaciones, hecho manifiesto en la pérdida de aislación de la subestación La Portada. Con fecha 14 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.23.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.705 de fecha 10 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento a no mantener las instalaciones en buenas condiciones a fin de evitar peligro a las personas o cosas. Con fecha 17 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.24.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.697 de fecha 15 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir los plazos reglamentario para efectuar conexiones de los empalmes en Baja Tensión, Región del Biobío. Con fecha 17 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.25.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.913 de fecha 7 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por incumplimiento a lo establecido en el artículo 139° del D.F.L. N° 4°/20.018 por no disponer de personal técnico suficiente para concurrir a la falla dentro de los plazos normativos. Con fecha 14 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.26.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.990 de fecha 14 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir las obligaciones reglamentarias, relacionadas con la poda y despeje efectivo de franjas de seguridad alrededor de sus líneas. Con fecha 21 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.27.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.991 de fecha 14 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir las obligaciones reglamentarias, relacionadas con la poda y despeje efectivo de franjas de seguridad alrededor de sus líneas. Con fecha 21 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.28.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.939 de fecha 18 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir las obligaciones reglamentarias, relacionadas con la poda y despeje efectivo de franjas de seguridad alrededor de sus líneas. Con fecha 25 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.29.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.142 de fecha 29 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplir el plazo reglamentario para la entrega de factibilidades técnicas de suministro. Con fecha 6 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.30.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.111 de fecha 2 de diciembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por incumplimiento de tiempo máximo de reposición en las comunas del Bosque y Peñaflores como consecuencia del temporal de mayo de 2019. Con fecha 9 de diciembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.

### 34.3.- Sanciones.

- 34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros).

CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

La Sociedad y sus subsidiarias enumeradas en la Nota 34.2 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

34.4.- Restricciones.

Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Índice	Serie de Bonos						
	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGED - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N
Razón de endeudamiento financiero	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,1 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea
Patrimonio mínimo	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 6.700.000	> UF 7.000.000	No Aplica	No Aplica
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Estas restricciones se definen como:

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J y BCGEI-K:
  - a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:
    - “Deuda Financiera Neta”:
      - (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
      - (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”
      - (-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”
    - “Total Patrimonio”:
      - (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”
      - (+) “Participaciones no Controladoras”
  - b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la línea, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

- c) Patrimonio mínimo:  
(+) “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora” en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.
- d) Activos en el sector Eléctrico y Gas: Mantener activos en los sectores de generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica, y/o distribución y/o comercialización y/o almacenamiento y/o transporte de gas licuado o gas natural, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” mayor o igual a 2 veces el saldo insoluto del capital de los bonos emitidos con cargo a la línea presente.

Activos en los sectores indicados:

- Los valores de las inversiones en subsidiarias usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las inversiones directas del emisor en asociadas e inversiones en negocios conjuntos usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las partidas incluidas en el rubro plusvalía de los estados financieros del emisor que correspondan a inversiones directas del emisor en subsidiarias asociadas o inversiones en negocios conjuntos que pertenezcan a los referidos sectores.

- ii) Serie de Bono: BCGED-E:
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:
- "Deuda Financiera Neta":
- (+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
  - (+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"
  - (-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"
- "Total Patrimonio":
- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"
  - (+) "Participaciones no Controladoras"
- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

"Pasivos Financieros":

- (+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
- (+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

- c) Patrimonio mínimo:
- (+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

iii) Serie de Bono: BCGET-D

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:

"Deuda Financiera Neta":

(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"

(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"

"Total Patrimonio":

(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"

(+) "Participaciones no Controladoras"

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

"Pasivos Financieros":

(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"

(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

c) Patrimonio mínimo:

(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

- iv) Series de Bono: BCGEI-M y BCGEI-N
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:
- "Deuda Financiera Neta":
- (+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
  - (+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"
  - (-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"
- "Total Patrimonio":
- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"
  - (+) "Participaciones no Controladoras"
- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales que sean al menos 1,2 veces el saldo insoluto de los bonos emitidos con cargo a la línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

Descripción de opción de rescate anticipado voluntario

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J, BCGEI-K: Si durante la vigencia de la línea, el emisor dejare de ser dueño, directa o indirectamente, de más del 50% del capital con derecho a voto de CGE Distribución S.A., o dejare de mantener el control de la administración de dicha sociedad.
- ii) Serie de Bono: BCGED-E: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo entre dichos activos la partida "Efectivo y Equivalentes al Efectivo", los valores incluidos en la cuenta "Plusvalía" que pertenezcan a los referidos sectores y "Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía" de los Estados Financieros del emisor.
- iii) Serie de Bono: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas "Total Activos No Corrientes" más "Efectivo y Equivalentes al Efectivo" de los Estados Financieros del emisor.



- iv) Serie de Bonos: BCGEI-M, y BCGEI-N: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta "Efectivo y Equivalentes al Efectivo", la cuenta "Plusvalía" que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta "Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía" de los Estados Financieros consolidados del emisor.

El resultado de las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. es:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,1 veces	0,65 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	3,02 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> 0 = 1,2 veces	66,11 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> 0 = 1,2 veces	44,07 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 62.806.306	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	64,45 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	21,48 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> 0 = 70% de Activos Totales	97,5% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
---	---	------------------------------	------------------------------	------------	-------

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 la Sociedad se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos. Sus subsidiarias no están sujetas a covenants.

35.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Al cierre de los estados financieros consolidados del 31 de diciembre de 2019 y 2018 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2019				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	48	543	530	1.121	1.456
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	54	85	142	142
CGE Argentina S.A. y subsidiaria	28	217		245	248
Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria	5	58	92	155	159
<b>Total</b>	<b>84</b>	<b>872</b>	<b>707</b>	<b>1.663</b>	<b>2.005</b>

Subsidiaria / área	31-12-2018				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	55	696	955	1.706	2.055
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	51	68	122	126
CGE Argentina S.A. y subsidiaria	28	223		251	254
Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria	5	46	119	170	175
Sociedad de Computación Binaria S.A.	1	41	7	49	51
<b>Total</b>	<b>92</b>	<b>1.057</b>	<b>1.149</b>	<b>2.298</b>	<b>2.661</b>

37.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad y sus subsidiarias, participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

La subsidiaria Transemel S.A., hasta el 1 de octubre de 2019, acorde con las políticas medioambientales desarrolló y mantuvo sistemas de gestión ambiental que les permite mejorar en forma sostenida su desempeño en esta materia, con el objetivo de desarrollar su actividad de manera eficiente y limpia. Adicionalmente, teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión, cada proyecto es evaluado de acuerdo a la normativa legal vigente, presentando las declaraciones y/o estudios de impacto ambiental que correspondan, al servicio respectivo. Dichos estudios son preparados por estas compañías, dando así, cumplimiento a la normativa vigente. A su vez, ambas empresas también suscribieron el acuerdo de medir su huella de carbono, y hacer gestión sobre ella.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Al 31 de diciembre de 2019.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	450	10-01-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2018	Corrección Registros CEMS 2018, según requerimientos de la SMA	Gasto	Asesorías Técnicas	4.988	01-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	7.317	15-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reemplazo discos duros Ambilogger CEMS HITACHI	Falla en discos duros de la unidad de almacenamiento por vida útil.	Gasto	Asesorías Técnicas	551	19-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2018	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes 4° trimestre 2018	Gasto	Asesorías Técnicas	2.722	20-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	853	01-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes	Pago impuestos por emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes, de acuerdo a artículo 8°, Ley N°20.780	Gasto	Impuesto emisiones	646.480	15-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reparación sistema de drenaje CEMS	Mantenimiento de bomba de drenaje para el normal funcionamiento del sistema de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	100	24-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	427	01-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	545	01-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesorías Técnicas	1.403	15-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes primer trimestre 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes primer trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.739	22-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	8.864	23-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°1	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	992	30-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	237	01-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Corrección Registros CEMS 2019, según requerimientos de la SMA	Gasto	Asesorías Técnicas	2.676	25-06-2019

Al 31 de diciembre de 2019 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Primer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	279	25-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir (anticipo)	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.007	25-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.486	01-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	1.081	25-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	711	31-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2018	Seguimiento compromisos ambientales RCA (pago desfasado por medición 2018)	Gasto	Seguimiento RCA	5.591	12-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Anual Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (In Situ)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.238	20-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes segundo trimestre 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes segundo trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.762	22-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jul)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	611	30-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Segundo Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	280	23-09-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	119	27-09-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Ingeniería básica ventilación forzada Central Porvenir con sistema de control de ruido primera parte	Evaluación y dimensionamiento de inyección y extracción de volúmenes de aire para disipación térmica en Salas de Máquinas de Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.226	01-10-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	142	25-10-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Ingeniería básica ventilación forzada Central Porvenir con sistema de control de ruido segunda parte	Evaluación y dimensionamiento de inyección y extracción de volúmenes de aire para disipación térmica en Salas de Máquinas de Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.226	12-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes saldo 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes (saldo 2019)	Gasto	Asesorías Técnicas	2.784	25-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Oct)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	450	29-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir Informe 1 Etapa	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.342	30-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Tercer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	283	20-12-2019

Al 31 de diciembre de 2019 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir Informe 2 Etapa	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.342	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	374.977	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Domiciliarios	Retiro, transporte y disposición de residuos domiciliarios en relleno sanitario municipal de Punta Arenas	Gasto	Disposición de Residuos Domiciliarios	10.717	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Electrolinera piloto en Punta Arenas	Diseño, construcción y puesta en servicio de punto de recarga de vehículos eléctricos en Punta Arenas.	Inversión	Electrolinera Punta Arenas	3.315	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Electrolinera piloto en Punta Arenas	Implementación vehículo eléctrico para reemplazo de camioneta a combustión interna de Unidad	Gasto	Leasing vehículo eléctrico	3.948	31-12-2019
CGE S.A.	Aumento de Capacidad S/E San Pedro	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Pedro	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Mahns	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Mahns	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Tomé	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Tomé	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Chiguayante	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Chiguayante	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Ejército	Revisión Procedimiento de Trabajo	Activo	S/E Ejército	122	10-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	Revisión IFC Punta de Cortes	Activo	S/E Pta. De Cortés	1.090	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Parinacota	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Parinacota	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Cóndores	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Cóndores	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Alcones	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Alcones	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E San Javier	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Javier	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Constitución	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Constitución	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Cauquenes	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Cauquenes	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Maule	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Maule	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Ejército	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Ejército	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Quiani	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Quiani	439	11-01-2019
CGE S.A.	Apoyo Sistema Provincia de Arauco	Reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	10.401	15-01-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota: Ampliación Nacional	Revisión y Aprobación PAS 140 y PAS 142	Activo	S/E Parinacota	656	15-01-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota: Ampliación Nacional	Revisión Consulta de Ambiental	Activo	S/E Parinacota	1.232	23-01-2019
CGE S.A.	S/E Duqueco 220kV	Revisión Aprobación de PAS 140 y 142	Activo	S/E Duqueco 220kV	394	23-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E La Palma	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E La Palma	439	06-02-2019
CGE S.A.	LT 110kV Sta. Marta-Padre Hurtado	análisis ambiental	Activo	LT 110kV Sta. Marta-Padre Hurtado	1.515	01-03-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota	Revisión informe PAS146 _SCN	Activo	S/E Parinacota	195	05-03-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	Revisión Línea base y DIA SEA _SCN	Activo	S/E Pta. De Cortés	2.452	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E San Joaquín	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E San Joaquín	439	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Combarbalá	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Combarbalá	439	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pirque	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Pirque	439	07-03-2019
CGE S.A.	Seccionamiento en S/E Linares Norte	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Linares Norte	439	07-03-2019
CGE S.A.	Apoyo Sistema Provincia de Arauco	Reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	14.859	18-04-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Copayapu	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Copayapu	439	22-04-2019

Al 31 de diciembre de 2019 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	LT 2x66 kV Maule-Talca	439	22-04-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Retiro de Asbesto	Activo	S/E Rancagua	5.891	20-06-2019
CGE S.A.	LT 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Carta de aclaración para SEA RM	Activo	LT 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	141	11-07-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Carga y disposición de Residuos	Activo	S/E Rancagua	2.328	22-07-2019
CGE S.A.	LT 1x110 kV Santa Marta Padre Hurtado	Paisajismo	Activo	LT 1x110 kV Santa marta - Padre Hurtado	8.422	07-08-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Graneros	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Graneros	376	19-08-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Pitrufrquén	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Pitrufrquén	376	19-08-2019
CGE S.A.	LT 1x110 kV Santa Marta Padre Hurtado	Revisión RCA	Activo	LT 1x110 kV Santa marta - Padre Hurtado	312	06-09-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Carga y disposición de Residuos	Activo	S/E Rancagua	4.725	10-09-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Calama	Revisión pertinencia ambiental _SNC	Activo	S/E Calama	376	10-09-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Padre Las Casas	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Padre Las Casas	376	10-09-2019
TRANSEMEL	Ampliación SE Cóndores	Permiso de Edificación	Activo	S/E Cóndores	225	10-04-2019
TRANSEMEL	Ampliación SE Parinacota	Revisión Informe de Fauna	Activo	S/E Parinacota	101	06-08-2019
<b>Totales</b>					<b>1.173.607</b>	

Al 31 de diciembre de 2018.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización CPN	Implementación control de ruido CPN, según DS N°38/12, del Ministerio del Medio Ambiente.	Inversión	Control de ruido ambiental	49.849	31-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes	Implementación Sistema de validación de datos para pago de impuestos verdes.	Inversión	Sistema de validación de datos	29.635	31-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes HH	Implementación Sistema de validación de datos para pago de impuestos verdes (HH Interna).	Inversión	Sistema de validación de datos	3.844	16-10-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS Hitachi	Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	5.434	22-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de Andamio para Validación CEMS Hitachi	Instalación de Andamio para Validación CEMS Hitachi	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	825	06-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría de Ajuste CEMS 1 Etapa	Asesoría de análisis y determinación de errores de registro del CEMS de la turbina Hitachi y posterior coordinación con el proveedor del equipo para corregir dichos errores	Gasto	Asesorías Técnicas	1.744	05-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría de Ajuste CEMS 2 Etapa	Asesoría de análisis y determinación de errores de registro del CEMS de la turbina Hitachi y posterior coordinación con el proveedor del equipo para corregir dichos errores.	Gasto	Asesorías Técnicas	1.537	10-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Apoyo contratista en calibración CEMS y reportabilidad trimestral 1 Etapa	Cuantificación y reportabilidad trimestral emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes (pago desfasado por medición 2017)	Gasto	Asesorías Técnicas	277	11-12-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	8.879	31-12-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2017	Seguimiento compromisos ambientales RCA (pago desfasado por medición 2017)	Gasto	Seguimiento RCA	5.297	20-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestral emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes (pago desfasado por medición 2017)	Gasto	Asesorías Técnicas	2.743	14-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestre enero marzo 2018 emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.675	23-05-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestre abril junio 2018 emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.693	28-08-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestre julio septiembre 2018 emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.716	21-11-2018
CGE S.A.	Ampliación SE Punta de Cortés	Ingreso IFC	Activo	SE Punta de Cortés	1.975	09-05-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Estudio de vegetación para alternativas de modificación de trazado de LT	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.557	08-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Traslado excavadora para preparación de suelos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	3.250	23-01-2018

Al 31 de diciembre de 2018. (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Catastro Forestal por perito forestal	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.649	23-01-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	53.491	07-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Compra de plantas nativas y exóticas	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	41.976	07-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios para reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.376	19-03-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Modificación Plan de manejo de Obras Civiles	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.376	23-03-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Modificación Plan de manejo de Obras Civiles	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.553	23-03-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Retención pendientes	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	738	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso PMOC exótico	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.230	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Firma de convenios PMOC exóticos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.300	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios para reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.696	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios para reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.695	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Retención de pendientes	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	738	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Firma de convenios PMOC exóticos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.300	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso PMOC exótico	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.230	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso PMOC nativo	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	677	18-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Catastro Forestal por perito forestal	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.567	18-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Inventario reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	7.429	10-05-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	40.862	04-06-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Antecedentes legales predios	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	67	04-06-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	48.291	06-07-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	37.147	20-08-2018



Al 31 de diciembre de 2018. (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso de informe ejecutivo a CMN	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	11.447	01-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Resolución de informe ejecutivo CMN	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	6.723	01-03-2018
CGE S.A.	Línea de Transmisión 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Matriz de Riesgos ICSARA 2 Melitren EFE	Activo	LT Santa Marta - Padre Hurtado	3.600	19-03-2018
CGE S.A.	Línea de Transmisión 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Carta dirigida a directora SEA Región Metropolitana	Activo	Línea de Transmisión Santa Marta - Padre Hurtado	1.500	20-12-2017
CGE S.A.	Línea de Transmisión 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Análisis de material arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.544	19-01-2018
CGE S.A.	Línea de Transmisión 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Ingreso de hallazgos arqueológicos a MNHN	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.205	19-01-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Sistematización de compromisos ambientales	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.000	01-01-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de medio ambiente de CGE, estimación de residuos, curva de residuos y propuesta de medidas de mitigación de residuos	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	1.800	19-03-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de control de polución	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	1.800	23-03-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Inducción socio - ambiental	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.642	17-04-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de control de polvo	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.500	18-04-2018
CGE S.A.	SE El Peñón	Compromisos flora	Activo	SE El Peñón	3.812	06-07-2018
CGE S.A.	SE El Peñón	Compromisos flora	Activo	SE El Peñón	2.320	06-07-2018
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas diciembre 2017	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	2.757	08-02-2018
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Consulta de Pertinencia	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	4.766	26-08-2018
CGE S.A.	Ampliación SE Parinacota	Revisión informe	Activo	SE Parinacota	487	03-07-2018
<b>Totales</b>					<b>456.221</b>	

38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.

38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

Compañía General de Electricidad S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la decisión de vender la propiedad ubicada en 6 Sur N° 1936 y 1950, Talca.

La Subsidiaria Edelmag S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta dos propiedades ubicadas en la localidad de Porvenir y en la ciudad de Punta Arenas.

Estos activos no están sujetos a depreciación y se encuentran valorizados al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización que asciende a M\$ 512.793.

38.2.- Discontinuación del negocio de distribución eléctrica en Argentina y el negocio de transmisión en Chile.

Con fecha 10 de julio de 2019 Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria CGE Argentina S.A. ("CGEA") celebraron un contrato de permuta con la sociedad argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual enajenaron a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA).

Con fecha 23 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE") y Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile ("NII Agencia en Chile"), como vendedores, y las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. ("REN"), como compradores, suscribieron un contrato de compraventa por el cual CGE, sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre previsto a efectuar durante el segundo semestre del año en curso, venderían a los compradores el 100% de las acciones que CGE posee en Transemel S.A.

Con fecha 1 de octubre de 2019 las partes perfeccionaron el contrato de compraventa, habiendo CGE y NII Agencia en Chile enajenado a Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA el total de las acciones de su propiedad en Transemel S.A.

Producto de lo anterior los resultados devengados y flujos de efectivo en dichas inversiones en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 están reflejados en los estados financieros como resultado de operaciones discontinuadas.

A continuación se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado de Resultados por Función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION  
 Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.  
 (Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Sin Soc. Control Conjunto Argentina y Transemel		Con Soc. Control Conjunto Argentina Y Transemel		Operación Discontinuada	
	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.800.538.688	1.673.502.310	1.806.424.101	1.680.422.138	5.885.413	6.919.828
Costo de ventas	(1.501.187.228)	(1.428.281.638)	(1.398.625.660)	(1.430.939.294)	102.561.568	(2.657.656)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>299.351.460</b>	<b>245.220.672</b>	<b>407.798.441</b>	<b>249.482.844</b>	<b>108.446.981</b>	<b>4.262.172</b>
Otros ingresos, por función.	221.255	404.758	221.255	404.758	0	0
Gasto de administración.	(124.107.036)	(131.474.963)	(229.033.547)	(131.942.956)	(104.926.511)	(467.993)
Otros gastos, por función.	(6.326.955)	(6.999.902)	(6.326.955)	(6.999.902)	0	0
Otras ganancias (pérdidas).	34.679.497	(39.299.493)	36.842.025	(40.314.718)	2.162.528	(1.015.225)
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>	<b>203.818.221</b>	<b>67.851.072</b>	<b>209.501.219</b>	<b>70.630.026</b>	<b>5.682.998</b>	<b>2.778.954</b>
Ingresos financieros.	21.426.849	9.430.959	21.437.493	9.430.961	10.644	2
Costos financieros.	(94.195.743)	(73.922.009)	(94.909.624)	(75.162.358)	(713.881)	(1.240.349)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	4.220.627		5.334.075	8.042.867	1.113.448	8.042.867
Diferencias de cambio.	(690.191)	(1.314.246)	(690.191)	(1.314.246)	0	0
Resultados por unidades de reajuste.	(2.622.206)	(6.130.457)	(2.605.368)	(6.075.200)	16.838	55.257
<b>Pasivos por arrendamientos.</b>	<b>131.957.557</b>	<b>(4.084.681)</b>	<b>138.067.604</b>	<b>5.552.050</b>	<b>6.110.047</b>	<b>9.636.731</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(45.885.546)	30.248.721	(47.189.754)	30.002.965	(1.304.208)	(245.756)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>86.072.011</b>	<b>26.164.040</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>	<b>4.805.839</b>	<b>9.390.975</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	4.805.839	9.390.975			(4.805.839)	(9.390.975)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	87.961.357	33.889.642	87.961.357	33.889.642	0	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	2.916.493	1.665.373	2.916.493	1.665.373	0	0
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>	<b>90.877.850</b>	<b>35.555.015</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO  
Al 31 de diciembre de 2019 y 2018.  
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Sin Soc. Control Conjunto Argentina y Transemel		Con Soc. Control Conjunto Argentina y Transemel		Operación Discontinuada	
	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2019 31-12-2019 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación						
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>						
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	1.961.063.591	2.012.246.035	1.970.037.948	2.021.730.916	8.974.357	9.484.881
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.809.732	7.723.227	2.809.732	7.723.227	0	0
Otros cobros por actividades de operación.	38.548.277	65.080.912	38.548.277	65.080.912	0	0
<b>Clases de pagos</b>						
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.621.125.703)	(1.778.627.850)	(1.623.996.468)	(1.783.540.161)	(2.870.765)	(4.912.311)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(66.698.531)	(93.746.874)	(66.698.531)	(93.746.874)	0	0
Otros pagos por actividades de operación.	(67.742.163)	(26.971.981)	(67.742.163)	(26.971.981)	0	0
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>						
Dividendos recibidos.	1.415.193	4.356.564	1.415.193	4.356.564	0	0
Intereses recibidos.	16.608.048	9.897.695	16.608.048	9.897.695	0	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(44.202)	4.817.508	(136.221)	5.173.230	(92.019)	355.722
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(11.172.131)	(4.366.954)	(11.172.237)	(4.366.875)	(106)	79
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>253.662.111</b>	<b>200.408.282</b>	<b>259.673.578</b>	<b>205.336.653</b>	<b>6.011.467</b>	<b>4.928.371</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión						
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.	122.780.596		122.780.596		0	0
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.	(208)		(208)		0	0
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(8.054.838)		(5.4838)		8.000.000	0
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.	(3.765.636)		(3.765.636)		0	0
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	9.230.633	5.997.799	9.230.633	5.997.799	0	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(107.398.802)	(154.376.760)	(119.384.261)	(159.206.190)	(11.985.459)	(4.829.430)
Compras de activos intangibles.	(8.575.319)	(15.243.867)	(8.575.319)	(15.596.657)	0	(352.790)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	6.890.884	4.537.394	6.890.884	4.537.394	0	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(442.102)	781	(442.102)	781	0	0
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>10.665.208</b>	<b>(159.084.653)</b>	<b>6.679.749</b>	<b>(164.266.873)</b>	<b>(3.985.459)</b>	<b>(5.182.220)</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación						
Total Importes procedentes de préstamos.	500.533.768	1.337.882.509	500.533.768	1.337.882.509	0	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	74.858.836	264.801.558	74.858.836	264.801.558	0	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	425.674.932	1.073.080.951	425.674.932	1.073.080.951	0	0
Préstamos de entidades relacionadas.	35.362.663	0	55.557.488	80.123.997	20.194.825	80.123.997
Pagos de préstamos.	(533.701.034)	(1.241.641.798)	(533.701.034)	(1.241.641.798)	0	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(16.585.978)	(17.499.155)	(95.256.382)	(17.499.155)	(78.670.404)
Dividendos pagados.	(133.485.707)	(58.403.731)	(134.110.958)	(58.898.731)	(625.251)	(495.000)
Intereses pagados.	(81.616.245)	(63.543.063)	(82.080.618)	(64.247.026)	(464.373)	(703.963)
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(3.632.835)		(3.632.835)	0
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>(212.906.555)</b>	<b>(42.292.061)</b>	<b>(214.933.344)</b>	<b>(42.037.431)</b>	<b>(2.026.789)</b>	<b>254.630</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>	<b>51.420.764</b>	<b>(968.432)</b>	<b>51.419.983</b>	<b>(967.651)</b>	<b>(781)</b>	<b>781</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(31.380)	(1.441.796)	(31.380)	(1.441.796)	0	0
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>51.389.384</b>	<b>(2.410.228)</b>	<b>51.388.603</b>	<b>(2.409.447)</b>	<b>(781)</b>	<b>781</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo.	4.807.944	7.218.172	4.808.725	7.218.172	781	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo.	56.197.328	4.807.944	56.197.328	4.808.725	0	781

39.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2019, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.





Escaneando este código QR,  
accederá a la Memoria  
en formato digital.

---

[www.cge.cl](http://www.cge.cl)

