Memoria Anual Integrada 2022



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 período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022.

Esta Memoria se realizó siguiendo los lineamientos de la Norma de Carácter General Nº461 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 (en adelante "CMF").

En la presente memoria anual se indicará indistintamente Compañía General de Electricidad S.A., CGE o la Compañía, la Empresa, la Sociedad.

Estados Financieros Completos

Los Estados Financieros Consolidados se encuentran disponibles en la página de la CMF y se puede acceder a ellos a través del siguiente link:

CMF

Además, se encuentran disponibles en el sitio web de la Compañía, en el siguiente link:

CGE

Memoria Anual Integrada 2022



Contenido

CGE en una mirada
8

Perfil de la compañía
11

Propiedad y control
21

Entorno, Gestión de riesgos y estrategia
46

Gestión 2022
75

Otra información corporativa
113

Otras métricas
135

Tabla SASB
140

Índice NCG N°461
154

Declaración de responsabilidad
161

Informes Financieros
162





CGE en una mirada

Perfil de la Compañía **8**

Principales Cifras **10**

Perfil de la Compañía

Antecedentes de la Sociedad

Razón social
Compañía General de Electricidad S.A.

Nombre de fantasía
CGE

Domicilio legal
Santiago

Dirección
Av. Presidente Riesco Nº5561
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

Auditores externos
KPMG Auditores Consultores Ltda.

Relación con inversionistas
Jorge Checura Ibaceta
Subgerente de Operaciones Financieras
Correo: inversionistas@grupocge.cl

Inscripción en el Registro de Valores
Nº1.141 de fecha 20 de julio de 2016.

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.

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

La Sociedad tendrá por objeto exclusivo la distribución de energía eléctrica, sin perjuicio de poder desarrollar todas aquellas actividades complementarias a la distribución de energía eléctrica autorizadas por ley, por reglamento o por disposiciones de autoridades. En consecuencia, dentro del objeto social están comprendidas todas aquellas actividades económicas imprescindibles, destinadas o bien, que contribuyan a prestar el servicio público eléctrico de distribución, en conformidad con las exigencias que establezca la ley y la normativa vigente y en especial las siguientes actividades:

a) El transporte de energía eléctrica por redes de distribución con el objeto de suministrar electricidad a usuarios finales ubicados en las correspondientes zonas de concesión de sociedad, o bien a usuarios finales ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la sociedad mediante líneas propias o de terceros;
b) La compra y venta de energía y potencia que debe efectuar la sociedad para aquellos usuarios finales que sean suministrados por ésta, en conformidad a la ley;
c) El uso de instalaciones que conformen la red de distribución que permita la inyección, retiro o la gestión de energía eléctrica;
d) La prestación de todos los servicios que por ley deben proporcionar las empresas concesionarias de servicio público eléctrico de distribución, incluyendo servicios y productos que estén asociados a la distribución de energía eléctrica que por razones de seguridad o su propia naturaleza puedan ser prestados únicamente por la empresa concesionaria de distribución o a través de un tercero por cuenta de ella; y
e) Los servicios que provean las concesionarias utilizando infraestructura o recursos que sean esencialmente necesarios para la prestación de los demás servicios prestados por las empresas concesionarias de distribución de electricidad, cuya utilización compartida con otros servicios sea imprescindible o eficiente.

Duración de la Compañía
Indefinida

Principales cifras

Principales cifras	2022	2021	% Variación 2022/2021
Cifras en MM$			
Ingresos [1]	2.209.158	1.591.071	38,8%
Resultado de Explotación [2]	84.250	52.377	60,9%
EBITDA	148.488	133.740	11,0%
Ganancia neta de la controladora	38.433	5.325	-
Cifras como % de los Ingresos [1]			
Ganancia Bruta	3,8%	3,3%	15,8%
Margen EBITDA	6,7%	8,4%	-20,0%
Ganancia Neta de la controladora	1,7%	0,3%	-

(1) Incluye otros ingresos por función
(2) Resultado de Explotación = Ebitda menos depreciación y amortización

Balance	2022	2021	% Variación 2022/2021
Cifras en MM$			
Total Activos	3.767.321	3.094.580	21,7%
Total Pasivos	2.339.817	1.685.133	38,9%
Total Patrimonio	1.427.504	1.409.447	1,3%
Total deuda financiera neta	845.070	530.303	59,4%
Rentabilidad Patrimonio [3]	2,76	0,39	-
Deuda financiera neta/ Patrimonio	0,59	0,38	57,3%
Precio cierre de la acción al 31.12.2021 / 31.12.2020	431,16	614,00	-29,8%

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

Negocio de distribución	2022	2021	% Variación 2022/2021
Número de clientes (millones)	3.207.254	3.140.444	2,1%
SAIFI	7,2	6,6	10,4%
SAIDI	2,7	2,5	6,7%
CAIDI	2,7	2,6	3,5%
Total de ventas físicas regulados GWh	11.047	10.608	4,1%
Total de ventas físicas operados GWh [4]	16.489	15.869	3,9%

4) esta cifra incluye las ventas a clientes de peaje.



3.207.254

Número de clientes Distribución
2022

3.140.444

Número de clientes Distribución
2021

2,1%

% Variación
2022/2021



11.047

Total de ventas físicas regulados GWh
2022

10.608

Total de ventas físicas regulados GWh
2021

4,1%

% Variación
2022/2021



16.489

Total de ventas físicas operados GWh
2022

15.869

Total de ventas físicas operados GWh
2021

3,9%

% Variación
2022/2021





Perfil de la compañía

Misión y Visión **14**

Información Histórica **15**

Misión y visión

CÓDIGO CMF: 2.1



Misión[1]

Asegurar soluciones a los clientes y proveer suministro de energía eléctrica de calidad. Asimismo, la Compañía busca generar identificación local a través del conocimiento e integración con todos los actores en las zonas del país donde CGE está presente.



Visión

CGE es parte de un grupo de empresas que tiene como objetivo satisfacer la demanda de energía, de productos y de servicios asociados al mercado eléctrico, con el fin de contribuir a mejorar la calidad de vida de las personas y la competitividad de las empresas.

(1) La Compañía no tiene declarado públicamente su propósito y sus valores se encuentran en los documentos internos.

Información histórica

CÓDIGO CMF: 2.2



- 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.



- 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 Accionistassu 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.



- 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 Accionistasse 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 N° 18.046.



- 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 N°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 Transemel 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.



- 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 Transemel S.A. equivalente a 625.250.733 acciones que representaban 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 del 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 Jujeña de Energía S.A. y Empresa Jujeña 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 adeudaba en esa época o que pudiere adeudar en lo futuro.



2020

- Con fecha 13 de noviembre el controlador de Compañía General de Electricidad S.A., Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile, suscribió un contrato en inglés denominado "Purchase and Sale Agreement" con State Grid International Development Limited en virtud del cual comprometió vender a esta última la totalidad de sus acciones en la Sociedad, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones establecidas en el mismo Contrato, entre las cuales se encuentran la venta a NII Agencia o a una sociedad relacionada de la participación accionaria que CGE posee en su filial CGE Argentina S.A. y las autorizaciones de la operación por parte de las autoridades competentes en China y las de libre competencia en Chile. Asimismo, el Comprador se obligó a formular, ya sea directamente o a través de una filial, una oferta pública de adquisición de acciones que se dirigirá a todos los accionistas de CGE al mismo precio por acción ofrecido al accionista controlador, para la adquisición del 100% de las acciones emitidas por la Sociedad (la "OPA"). El Comprador se obligó a lanzar la OPA una vez que estén cumplidas las condiciones suspensivas referidas.

- La venta también incluye la participación accionaria de NII Agencia en la sociedad CGE Servicios S.A. que provee, entre otros, servicios de apoyo corporativo, administrativo y de gestión de procesos internos de CGE y otras entidades relacionadas.

- Con fecha 30 diciembre 2020, CGE vendió a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile la totalidad de su participación accionaria en las sociedades CGE Argentina S.A., Agua Negra S.A. y Gascart S.A.

2021

- Tras finalizar la Oferta Pública de Acciones lanzada el 22 de junio por hasta el 100% de las acciones de CGE, el 25 de julio State Grid Chile Electricity SpA publicó un aviso declarando exitosa la operación, la que lo dejó con el 97,145% del capital accionario de la Sociedad. Ello detonó la renuncia del Directorio vigente hasta ese momento, asumiendo en su reemplazo una nueva mesa, la quedó integrada por los señores Yan Dai (Presidente), Chengzhong Liang, Futao Huang, Chengzu Liu y Rodrigo Valdés Pulido.

- Con fecha 24 de septiembre de 2021, se aprobó, mediante una Junta Extraordinaria de Accionistas, la división de Compañía General de Electricidad S.A. en dos sociedades, una que es la continuadora y que mantiene su nombre, conservando el giro único de distribución de energía eléctrica, y otra sociedad que se denomina CGE Transmisión S.A., la que desarrollará el negocio de la transmisión de electricidad entre otras actividades. Debido a lo anterior, se disminuyó el capital social de Compañía General de Electricidad S.A., asignando una proporción de su patrimonio a la nueva sociedad, constituida con motivo de la división. Los efectos contables de dicha división son a partir del 1 de octubre de 2021. Adicionalmente, CGE Transmisión quedó con la participación accionaria que previamente tenía Compañía General de Electricidad S.A. en las sociedades CGE Comercializadora SpA y Transformadores TUSAN S.A. Estas dos últimas sociedades componen el Sector Servicios.

2022

- Durante el año 2022, CGE se ha enfocado en el cumplimiento y la ejecución de los diversos compromisos y obligaciones contraídos a propósito de su división y consecuente constitución de CGE Transmisión S.A., lo que ha conllevado a la celebración de diversos actos para tal efecto, como lo es la celebración de contratos en calidad de garante, sea como aval, fiador y/o codeudor solidario de la nueva entidad societaria, así como también el perfeccionamiento de las enajenaciones llevadas a cabo en favor de la misma para dar cabal cumplimiento a la explotación de su giro exclusivo.

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

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.

Habiéndose cumplido los términos y condiciones pactados el 23 de julio, en el contrato de compraventa suscrito con igual fecha, la Compañía General de Electricidad S.A. se desprendió de la totalidad de su participación accionaria en Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. el 1 de octubre de 2019.

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.

Con fecha 30 diciembre 2020, CGE vendió a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile la totalidad de su participación accionaria en las sociedades CGE Argentina S.A., Agua Negra S.A. y Gascart S.A.

Con fecha 22 de junio de 2021 State Grid Chile Electricity SpA (SGCE) publicó en los diarios electrónicos El Líbero y La Nación un aviso de inicio de la OPA por un total de 2.019.896.893 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., que representaban el 100% de sus acciones emitidas, suscritas y pagadas. La Oferta tenía un plazo de duración de 30 días corridos, comenzando el día 23 de junio de 2021, por lo que venció el día 22 de julio de 2021. El monto total de la Oferta ascendía a €2.708.625.157 en caso de concretarse la adquisición del total de las Acciones.

Posteriormente, el 25 de julio de 2021, SGCE publicó en los diarios La Nación y El Líbero un aviso declarando exitosa la OPA e informando, entre otras materias, que conforme a lo dispuesto en el Artículo 212 de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N°104 de la Comisión para el Mercado Financiero, SGCE adquirió 1.962.230.546 acciones de CGE, que representaban un 97,145% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de CGE a esa fecha.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, se aprobó, mediante una Junta Extraordinaria de Accionistas, la división de Compañía General de Electricidad S.A. en dos sociedades, una que es la continuadora y que mantiene su nombre, conservando el giro único de distribución de energía eléctrica, y otra sociedad que se denomina CGE Transmisión S.A., la que desarrolla el negocio de la transmisión de electricidad entre otras actividades con efecto a contar de 1 de octubre de 2021. Debido a lo anterior, se disminuyó el capital social de Compañía General de Electricidad S.A., asignando una proporción de su patrimonio a la nueva sociedad, constituida con motivo de la división. Los efectos contables de dicha división también son a partir del 1 de octubre de 2021.



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)

El 26 de julio de 2021, State Grid Corporation of China, a través de su filial State Grid Chile Electricity SpA, concretó el proceso de adquisición de la Compañía General de Electricidad (CGE) a la española Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile. La oferta fue lanzada en noviembre de 2020 y, tras lograr la aprobación de la operación sin condiciones por parte de la Fiscalía Nacional Económica (FNE), se procedió al traspaso de la participación accionaria al nuevo controlador.





Propiedad y control

Situación de control **22**

Gobierno Corporativo **25**

Situación de control

CÓDIGO CMF: 2.3.1; 2.3.3; 2.3.4 C; 2.3.4 I.



El capital de la Compañía al 31 de diciembre de 2022 se divide en 2.019.896.893 acciones de una sola serie y sin valor nominal, suscritas y pagadas, correspondientes a un voto por acción, repartidas entre 4.266 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). Al 31 de diciembre de 2022, State Grid Chile Electricity SpA no cuenta con un acuerdo de actuación conjunta.

Cambios importantes en la propiedad o control

CÓDIGO CMF: 2.3.2

Transacción de acciones

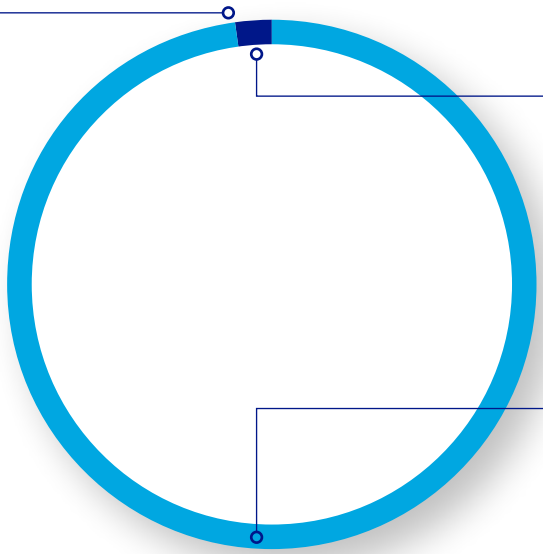
En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°461, se informa que no se registraron transacciones durante el período 2021 y 2022 por parte de los directores, ni ejecutivos principales y al cierre del período 2022 ninguno de ellos registra propiedad ni directa e indirecta en la Compañía y no existen transacciones con ejecutivos principales informados a la CMF que revelar a diciembre de 2022.

Identificación de socios o accionistas mayoritarios

CÓDIGO CMF: 2.3.3

Al 31 de diciembre de 2022, el principal accionista de CGE es State Grid Chile Electricity SpA (Rut: 77.332.779-3), con 1.962.230.546 acciones, lo que representa el 97,145% de la propiedad. El resto de los accionistas suman un total de 57.666.347 acciones, lo que representa el 2,855% de la propiedad de la Compañía.

Participaciones



0%

Fondos Mutuos

97,145%

Accionista mayoritario: Stage Grid Chile Electricity SpA

2%

Otros accionistas minoritarios

98%

12 Mayores accionistas, incluye Stage Grid Chile Electricity SpA

Accionistas que poseen el 10% o más del capital de CGE

En conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley N°18.045, State Grid Chile Electricity SpA, RUT 77.332.779-3, controla directamente el 97,145%, de su propiedad accionaria, de acuerdo al siguiente desglose:

Accionista	Acciones	% Participación
State Grid Chile Electricity SpA	1.962.230.546	97,145%
Otros	57.666.347	2,855%
Total	2.019.896.893	100,00%



Identificación del controlador

RUT	Accionistas	Acciones	% Participación
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	1.962.230.546	97,145%
	Minoritarios	57.666.347	2,855%
	Total	2.019.896.893	100,00%

Al cierre del ejercicio 2022 no existe un pacto controlador que informar a la CMF.

Gobierno Corporativo

CÓDIGO CMF: 3.1; 3.1 I: 3.1 II; 3.5



Órganos de gobierno

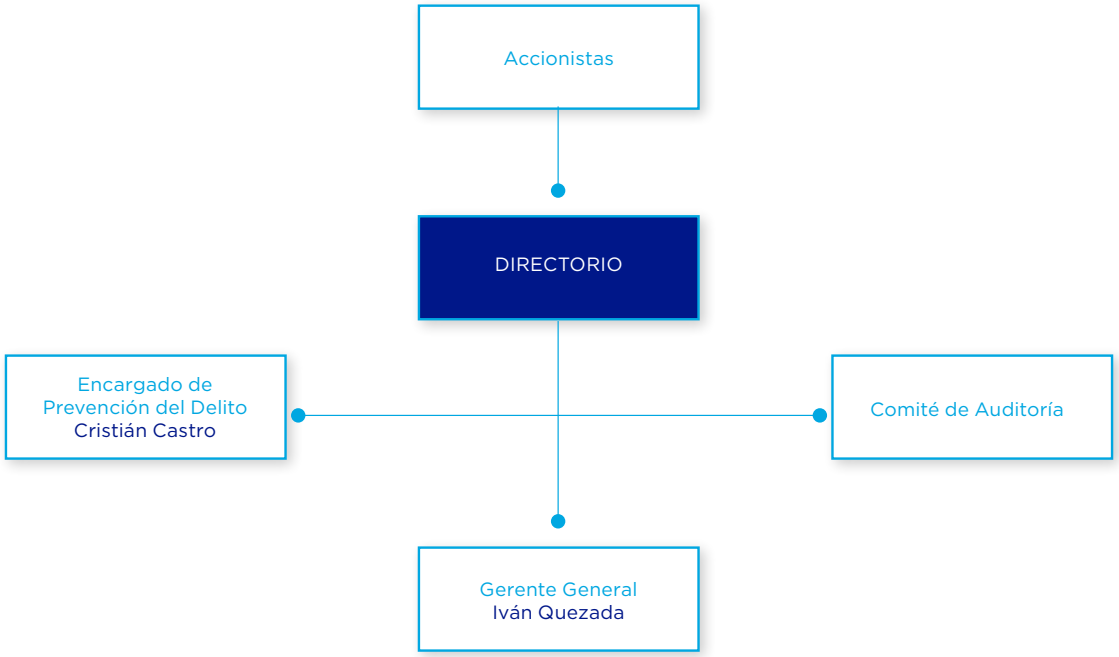
Según lo dispone la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, al Directorio le corresponde la administración de la Sociedad y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la referida ley. El Artículo Sexto de los Estatutos Sociales de la Compañía, señala que la Sociedad es administrada por un Directorio integrado por cinco miembros reelegibles, que podrán ser o no accionistas. El Directorio durará un período de tres años, al final del cual deberá renovarse totalmente. Si por cualquier causa, no se celebrare en la época establecida la Junta de Accionistas llamada a hacer la elección de los directores, se entenderán prorrogadas las funciones de éstos, hasta que se elijan los reemplazantes y el Directorio estará obligado a convocar, dentro del plazo de treinta días, una junta para hacer el nombramiento. A continuación, se detalla la Estructura de Gobernanza, la que se compone de los órganos de gobierno (Accionistas, Directorio, Comités, las unidades de Contraloría y Encargado de Prevención del Delito), además de las Políticas, Normas y Procedimientos). La Compañía al cierre del ejercicio 2022, no adopta ni se adhiere a códigos de buen gobierno corporativo emanados de organismos públicos o privados nacionales o extranjeros. Si bien la Sociedad no evalúa el funcionamiento de su estructura de gobernanza, ella trabaja constantemente en el buen funcionamiento de su gobierno corporativo a través de diversas iniciativas y prácticas que permitan asegurar y mantener una gestión de gobernanza observante de los parámetros administrativos y legales establecidos para este tipo de entidades en Chile.

La Compañía no está obligada a constituir un Comité de Directores, por no cumplir los requisitos del art. 50 bis de la Ley 18.046 sobre sociedades anónimas.

CGE busca y promueve, las mejores prácticas de gobernanza corporativas a través de las distintas políticas e iniciativas adoptadas y que se encuentran en vigencia, al cierre de la presente Memoria Anual 2022. La evaluación de las prácticas de gobierno corporativo se realiza de manera periódica a través de los diversos comités y órganos ya indicados, quienes examinan dichas prácticas y proponen mejoras de manera constante.

La integración de la sostenibilidad es parte de la estrategia y la Compañía incluye en su gestión, iniciativas que promueven las buenas prácticas en materias de innovación, medio ambiente y seguridad. Como empresa de servicio público, que suministra energía eléctrica, se preocupa integrar espacios que respeten el medioambiente cuidando sus zonas de concesión, y ocupándose de generar una mejor la calidad de vida a las personas que habitan estas zonas[1].

Estructura de Gobierno Corporativo



(1) La Compañía no se adhiere a Pacto Global, ni a otra iniciativa internacional, no obstante, respeta y observa y promueve las mejores prácticas en relaciones laborales y respeto de los derechos de sus trabajadores y contratistas. Respecto al cambio climático, este se está comenzando a integrar en la gerencia de riesgo y será oportunamente divulgado una vez aprobado por los órganos de gobernanza respectivos.

Marco de gobernanza

CGE cuenta con una Política de Responsabilidad Corporativa, cuyo objetivo principal es la de establecer los principios de actuación y compromisos con sus grupos de interés, en coherencia con la estrategia corporativa de la Empresa, así como determinar las responsabilidades y los instrumentos específicos para asegurar su cumplimiento.

Esta política fue aprobada por el Directorio, quien además recibe, al menos anualmente, información sobre la implementación y el seguimiento general de dicha política. En concreto, tendrá al menos, atribuidas las siguientes funciones respecto de los grupos de interés:

- La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.
- El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación del grado de cumplimiento.
- La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.

Adherencia a códigos nacionales o internacionales

CÓDIGO CMF: 3.5

Si bien CGE no adhiere específicamente a códigos de tales características, sí mantiene una estricta observancia a las obligaciones y directrices establecidas en la normativa legal y reglamentaria nacional, tanto en lo relativo a gobierno corporativo como todo aquello relativo a la responsabilidad penal de personas jurídicas, lo cual define las normas de conducta de sus directores y ejecutivos principales, además de lo que periódicamente define y establece la Comisión para el Mercado Financiero en tales ámbitos.

Juntas de accionistas

Junta Ordinaria de Accionistas

En los Estatutos Sociales[1] se establece que los accionistas se reunirán en juntas ordinarias o extraordinarias. Las primeras se celebrarán una vez al año en el primer cuatrimestre siguiente a la fecha del balance, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento, sin que sea necesario señalarlas en la respectiva citación. Las segundas, podrán celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir respecto de cualquier materia que la ley o los estatutos entreguen al conocimiento de las juntas de accionistas y siempre que tales materias se señalen en la citación correspondiente.

Cuando una junta extraordinaria deba pronunciarse sobre materias propias de una junta ordinaria, su funcionamiento y acuerdos se sujetarán, en lo pertinente, a los quórums aplicables a esta última clase de juntas. Las juntas además serán convocadas por el Directorio de la Sociedad cuando así lo soliciten accionistas que representen, a lo menos, el diez por ciento de las acciones emitidas con derecho a voto, expresando en la solicitud los asuntos a tratar y cuando así lo requiera la Comisión para el Mercado Financiero, sin perjuicio de su facultad para convocarlas directamente.

Cada vez que sea necesario precisar qué accionistas tienen derecho a participar en las juntas de accionistas, se considerarán aquellos que se encuentren inscritos en el registro de accionistas de la Sociedad a la media noche del quinto día hábil anterior a aquel fijado para la celebración de la junta, circunstancia que deberá mencionarse en el aviso de citación.

La citación a la junta de accionistas se efectuará por medio de un aviso que se publicará, a lo menos, por tres veces, en días distintos, en el periódico del domicilio social que haya determinado la Junta de Accionistas o en el Diario Oficial.

Junta Anual Ordinaria de Accionistas 2022

La última Junta Ordinaria de Accionistas se celebró con fecha 21 de abril de 2022, de manera física y por medios remotos, con un *quorum* de 97,19% (1.963.040.225) de las acciones emitidas con derecho a voto. En la citada Junta se aprobó la Memoria Anual 2021, el Balance, los Estados Financieros y el Informe de los Auditores Externos. Además, se aprobó la distribución de Dividendos, el Directorio de la Compañía para los próximos tres años, la remuneración del Directorio, y se designaron los auditores externos para el ejercicio 2022.

Juntas extraordinarias

CGE no celebró Juntas Extraordinarias de Accionistas durante el año 2022.

Directorio[1]

CÓDIGO CMF: 3.2; 3.2 I

En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 21 de abril de 2022, se eligió a los señores Yan Dai, Xinglei Wang, Futao Huang, Chengzu Liu y Rodrigo Valdés Pulido como miembros del Directorio de la Compañía para los próximos tres años. Con fecha 26 de julio de 2022, el director Xingeli Wang formalizó su renuncia al Directorio. En sesión ordinaria de Directorio de julio de 2022, se dio cuenta de dicha renuncia, y se designó de forma provisoria a doña Bing Yu, quien ejercerá sus funciones hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas, instancia en la cual el Directorio deberá renovarse completamente.

De esta forma, el Directorio quedó conformado por:

Director	Cargo
Yan Dai	Presidente
Futao Huang	Director
Bing Yu	Directora
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

CGE no cuenta con directores suplentes, ya que no cumple con los requisitos del artículo 50bis de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

(1) En los Estatutos Sociales no se establecen Directores suplentes y ninguno se encuentra en situación de discapacidad, por otra parte al no existen mujeres no existe brecha salarial que informar.

Composición



Sr. Yan Dai
Presidente
Rut: 27.711.492-5
Profesión: Doctor en Ingeniería del Sistema Eléctrico y Automatización
Fecha nombramiento:
21 de abril de 2022
Nacionalidad: china



Sr. Futao Huang
Director
Documento de Identidad: PE2119103
Profesión: Ingeniero Eléctrico
Fecha nombramiento: 21 de abril de 2022
Nacionalidad: china



Sra. Bing Yu
Directora
Documento de Identidad: PE0937337
Profesión: Doctor en Economía
Fecha nombramiento: 28 de julio de 2022
Nacionalidad: china



Sr. Chengzu Liu
Director
Rut 27.721.165-3
Profesión: Magíster en Letras Hispánicas
Fecha nombramiento: 21 de abril de 2022
Nacionalidad: china



Sr. Rodrigo Valdés Pulido
Director
Rut: 8.267.804-2
Profesión: Ingeniero Comercial
Fecha nombramiento: 21 de abril de 2022
Nacionalidad: chilena

Directores que ejercieron el cargo en los últimos dos años

Período comprendido entre el 01/01/2021 y 31/12/2022

Rut / Pasaporte	Nombre	Nacionalidad	Cargo	Fecha Nombramiento	Fecha término
27.711.492-5	Yan Dai	China	Presidente	28-04-2022	En ejercicio
8.267.804-2	Rodrigo Valdés Pulido	Chilena	Director	21-04-2022	En ejercicio
				26-07-2021	21-04-2022
27.721.165-3	Chengzu Liu	China	Director	21-04-2022	En ejercicio
PE2119103	Futao Huang	China	Director	21-04-2022	En ejercicio
				26-07-2021	21-04-2022
PE0937337	Bing Yu	China	Director	28-07-2022	En ejercicio
24.961.865-9	Antonio Gallart Gabas	Español	Presidente	27-04-2021	26-07-2021
48.208.865-1	Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Española	Vicepresidente	27-04-2021	26-07-2021
PE1108858	Xinglei Wang	China	Director	21-04-2022	28-07-2022
				01-10-2021	21-04-2022
PE1296087	Chengzhong Liang	China	Director	26-07-2021	01-10-2021
26.088.666-5	Luis Zarauza Quiros	Español	Director	31-03-2021	26-07-2021
AF241893	Ramón Trepat Font	Español	Director	31-03-2021	26-07-2021
029145853T	José Luis Gil Sánchez	Español	Director	31-03-2021	26-07-2021



Ingresos de los miembros del Directorio

CÓDIGO CMF: 3.2 II

En Junta Ordinaria de Accionistas de CGE realizada el 21 de abril de 2022, 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 75 Unidades de Fomento para cada miembro del Directorio, correspondiéndole al Presidente un equivalente a 1,5 veces dicha cantidad.
- Una remuneración ascendente a 37,5 Unidades de Fomento por cada sesión ordinaria de Directorio a la que deban asistir.
- Una remuneración ascendente a 75 Unidades de Fomento por cada sesión extraordinaria de Directorio a la que deban asistir.

Las remuneraciones percibidas por los directores de CGE, en el ejercicio 2022 son las siguientes:

Nombre	Cargo	2022		2021	
		Dieta Asistencia Directorio	Participación Comité Utilidades de Directores	Dieta Asistencia Directorio	Participación Comité Utilidades de Directores
		M$	M$	M$	M$
Antonio Gallart Gabás	Presidente	-	-	23.643	-
Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente	-	-	-	-
Luis Zarauza Quirós	Director	-	-	-	-
María del Valle Higueras Rabadán	Director	-	-	-	-
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director	-	-	-	-
Ramón Trepat Font	Director	-	-	15.762	-
Yan Dai (1)	Presidente	-	-	-	-
Chengzhong Liang (1)	Director	-	-	-	-
Futao Huang (1)	Director	-	-	-	-
Chengzu Liu (1)	Director	-	-	-	-
Rodrigo Valdés Pulido	Director	26.600	-	8.528	-
Totales		26.600	-	47.993	-

(1) Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 no se pagaron remuneraciones a los directores que representan al controlador, por renuncia expresa a ella.

Comités del Directorio

CÓDIGO CMF: 3.3; 3.3 I; 3.3 II; 3.3 III; 3.3 IV; 3.3 V; 3.3 VI; 3.3 VII

CGE no cuenta con Comité de Directores de acuerdo con lo contemplado en el artículo 50 bis de la ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas. Al 31 de diciembre de 2022, tampoco cuenta con comités del Directorio.

Matriz de conocimientos y experiencia

CÓDIGO CMF: 3.2 IV

Los miembros del Directorio de CGE cuentan con una combinación de experiencias, habilidades y conocimientos para llevar a cabo la correcta gobernanza de la Compañía. Entre todos, suman más de ochenta años de experiencia en diversas materias, todas las cuales permiten un óptimo desarrollo del objeto social de la Empresa, destacando sus gestiones en diversas compañías, lo que acarrea consigo la gestión y desarrollo en aspectos no sólo de energía, sino también regulación, ciberseguridad, auditoría, finanzas, gestión de riegos y gobierno corporativo.

A continuación, se detalla la matriz de experiencia y conocimientos:

Director	Energía y Regulación	Ciberseguridad, Auditoría, finanzas y gestión de riesgo	Gobierno corporativo
Yan Dai	○		○
Rodrigo Valdés Pulido		○	
Futao Huang	○		
Chengzu Liu			○
Bing Yu		○	

Sesiones del Directorio

Número mínimo de sesiones ordinarias

CÓDIGO CMF 3.2 X.

El Directorio debe reunirse ordinariamente al menos una vez al mes, y no contempla el tiempo promedio mínimo de dedicación presencial y remota para las reuniones, sin embargo, el deber de cuidado y diligencia de los directores los obliga a participar activamente en el Directorio y los respectivos Comités, asistiendo a las sesiones, instando a que el Directorio se reúna cuando lo estime pertinente y exigiendo que se incluya en la orden del día aquellas materias que considere convenientes, de acuerdo con la ley y los Estatutos Sociales.

Sistema de información remoto

CÓDIGO CMF: 3.2 XII; 3.2 XII. A; 3.2 XII. B; 3.2 XII. C; 3.2 XII. D;

El Directorio cuenta con un sistema de información en operación, cuyo acceso se realiza a través de la plataforma *Microsoft Teams*, que le permite a cada director ingresar de manera segura, remota y permanente a los documentos preparados para cada sesión de Directorio en un entorno de comprobada seguridad.

El sistema implementado permite acceder de manera segura y remota a la minuta o documento que sintetiza todas las materias que se tratarán en cada sesión y los demás antecedentes que se presentarán en dicha sesión o adicionales necesarios para preparase para la misma. Además, permite a cada director contar con un borrador del acta de la última sesión con a lo menos siete días de anticipación a la celebración de la siguiente reunión.

El sistema de información no permite el acceso al sistema de denuncias implementado por la Sociedad. No obstante, el Encargado de Prevención de Delitos, designado en conformidad a la Ley 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas informa al menos mensualmente al Directorio acerca de las denuncias recibidas y los procedimientos adoptados en conformidad al Modelo de Prevención de Delitos implementado por la Sociedad.

Cambio en su forma de organización

CÓDIGO CMF: 3.1 XI

La Compañía no ha implementado un procedimiento que contempla expresamente el cambio, en el caso que fuera pertinente, de su forma de organización interna ni su funcionamiento ante situaciones de contingencia o crisis. Sin embargo, se cuenta con un procedimiento interno que establece el reemplazo de ejecutivos principales en casos de ausencia o imposibilidad de cumplir sus funciones.

Diversidad del Directorio

CÓDIGO CMF: 3.2 XIII. E

De acuerdo con los Estatutos Sociales de la Compañía, el Directorio no contempla directores suplentes. Al cierre del ejercicio 2022, ninguno de los directores declara encontrarse en situación de discapacidad, conforme a la regulación chilena.

Número total de directores

CÓDIGO CMF: 3.2 XIII. A

Número de directores	Hombre	Mujer	Total
Total	4	1	5

Número de directores por nacionalidad

CÓDIGO CMF: 3.2 XIII. B

	Nacionalidad	Hombre	Mujer	Total
	China	3	1	4
	Chile	1	-	1
	Total	4	1	5

Número de directores por rango de edad

CÓDIGO CMF: 3.2 XIII. C

Rango de edad	Hombre	Mujer	Total
Menos de 30 años	-	-	0
Entre 30 y 40 años	1	-	1
Entre 41 y 50 años	1	1	2
Entre 51 y 60 años	2	-	2
Entre 61 y 70 años	-	-	0
Más de 70 años	-	-	0
Total	4	1	5

Número de directores por antigüedad

CÓDIGO CMF: 3.2 XIII. D

Rangos de antigüedad	Hombre	Mujer	Total
Menos de 3 años	4	1	5
Entre 3 y 6 años	-	-	0
Más de 6 y menos de 9 años	-	-	0
Entre 9 y 12 años	-	-	0
Más de 12 años	-	-	0
Total	4	1	0

Brecha salarial por sexo

CÓDIGO CMF: 3.2 XIII. F

Los Estatutos Sociales de la Compañía no contemplan diferencias en las remuneraciones de los directores según su género. Al cierre del ejercicio 2022, se detalla la media y la mediana de la brecha salarial del Directorio:

Categoría	Media	Mediana
Directores	100%	100%

Administración

CÓDIGO CMF: 3.1 VII

Organigrama

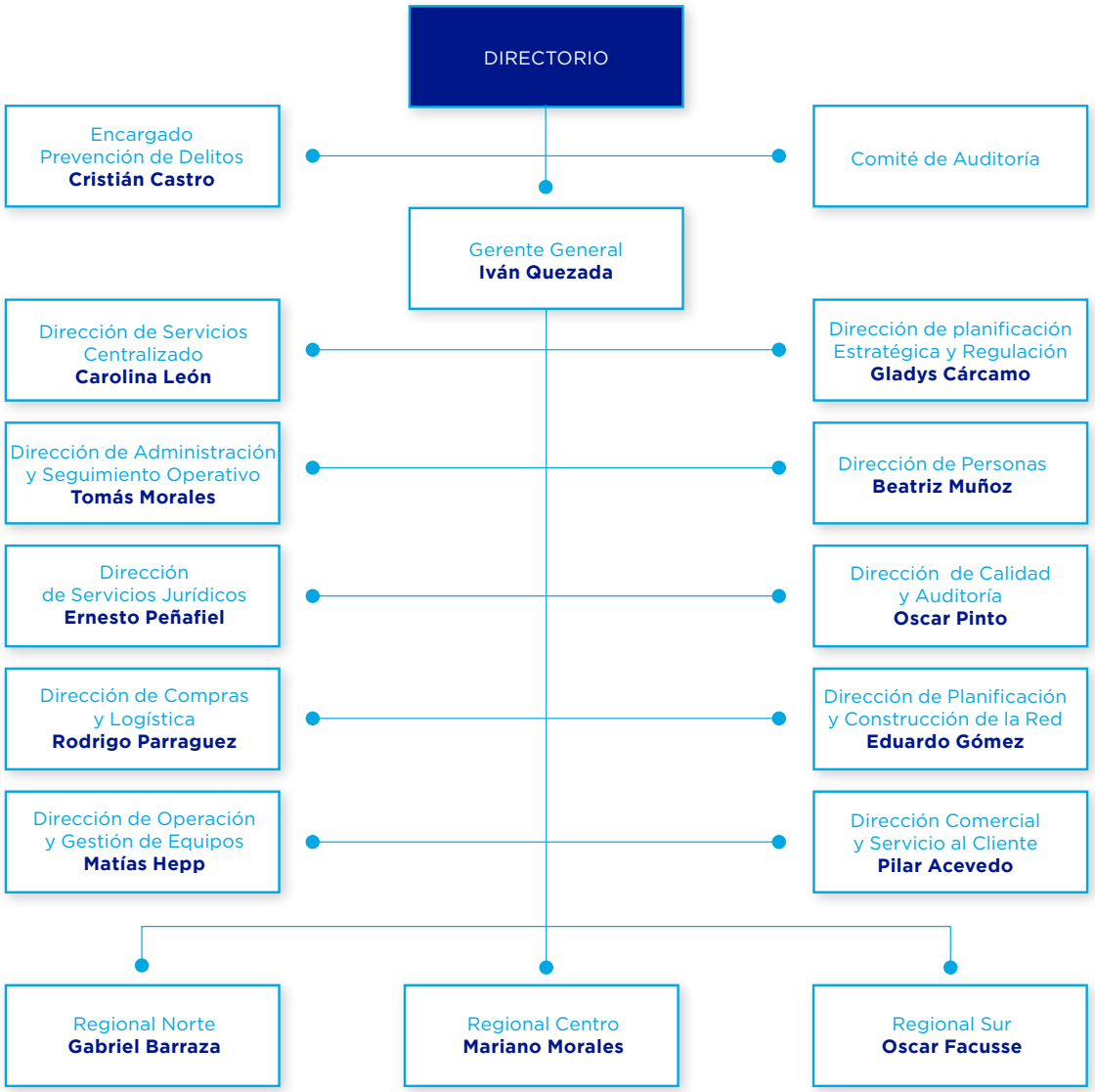
En 2022, la Compañía llevó a cabo un proceso de rediseño de la estructura para afrontar los nuevos desafíos planteados por el controlador.

Para el diseño de la nueva estructura se consideraron los siguientes principios:

- Contar con unidades con un foco claro y definido.
- Entregar mayor autonomía y responsabilidad a las regiones, a través de la descentralización de actividades.
- Ajustarse lo más posible a las estructuras organizacionales que SGID (State Grid International Development) tiene en las distintas provincias de China, ya que, por magnitud, nuestro negocio sería semejante a una de ellas.

La nueva estructura comenzó a regir a partir del 1 de septiembre de 2022.

El equipo ejecutivo se detalla en el siguiente organigrama:



Ejecutivos principales[1]

CÓDIGO CMF: 3.4; 3.4 I



Gerente General
Sr. Iván Quezada Escobar
Rut: 10.051.615-2
Profesión: Ingeniero civil eléctrico, Universidad de Concepción
Fecha desde que desempeña el cargo: 30 de junio de 2018
Nacionalidad: chilena



Director de Administración y Seguimiento Operativo
Sr. Tomás Morales Jaureguiberry
Rut: 7.106.266-K
Profesión: Ingeniero Forestal, Universidad Austral
Fecha desde que desempeña el cargo: 31 de agosto de 2021
Nacionalidad: chilena



Gerente de Finanzas
Sr. Manuel José Fernández Undurraga
Rut: 15.367.599-6
Profesión: Ingeniero Comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile
Fecha desde que desempeña el cargo: 22 de junio de 2022
Nacionalidad: chilena



Director de Servicios Jurídicos
Sr. Ernesto Peñafiel Morgan
Rut: 11.415.791-0
Profesión: Abogado, Universidad de Chile
Fecha desde que se desempeña el cargo: 29 de enero de 2022
Nacionalidad: chilena



Directora de Planificación Estratégica y Regulación
Sra. Gladys Cárcamo Alarcón
Rut: 7.171.359-8
Profesión: Ingeniera Comercial, Universidad de Concepción
Fecha desde que se desempeña el cargo: 02 de octubre de 2022
Nacionalidad: chilena

(1) Ejecutivos Principales informados a la Comisión para el Mercado Financiero. Los miembros del equipo ejecutivo mencionados están contratados por CGE Servicios S.A. y prestan servicios a la entidad informante mediante un contrato de prestación de servicios. CGE Servicios S.A. es una empresa relacionada con Compañía General de Electricidad S.A.

Remuneración de los ejecutivos

CÓDIGO CMF: 3.4 II

Remuneración de los Ejecutivos Principales [1]
Las remuneraciones percibidas por los ejecutivos principales de CGE durante el ejercicio 2021 totalizaron $1.541.692 miles, de los cuales $1.528.387 miles correspondieron a remuneración fija, y $13.305 miles a remuneración variable.

Las remuneraciones percibidas por los ejecutivos principales de CGE durante el ejercicio 2022 totalizaron $1.747.587 miles, de los cuales $1.720.121 miles correspondieron a remuneración fija, y $27.466 miles a remuneración variable.

Planes de compensación o beneficios

CÓDIGO CMF: 3.4 III

CGE no cuenta con planes de compensación o beneficios especiales dirigidos a sus Ejecutivos Principales.

Porcentaje de participación en la propiedad del emisor que posean ejecutivos y directores

CÓDIGO CMF: 3.4 IV.

Al 31 de diciembre de 2022, ninguno de los Ejecutivos Principales y Directores de la Compañía participa en la propiedad del emisor para el período que se informa.

Detección y gestión de conflictos de interés

CÓDIGO CMF: 3.1 III.

CGE busca asegurar el cumplimiento de la legalidad vigente en todas las zonas de operación. La Compañía ha desarrollado una serie de políticas y procedimientos que establecen los lineamientos de actuación que deben seguir todos los administradores y trabajadores de CGE y sus subsidiarias, con el objetivo de prevenir afectaciones a la libre competencia y competencia leal, prevenir la corrupción, el lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

Algunas de estas políticas y procedimientos son:

- Código Ético
- Política Anticorrupción
- Política de Compliance
- Política Global de Relaciones Institucionales
- Política de Prevención de Delitos
- Política de Atenciones Empresariales.

Mediante la integración de estas políticas, normas y procedimientos, la Compañía busca prevenir situaciones que pudieran poner en riesgo la integridad y la reputación de CGE, extendiendo esa responsabilidad de actuar de manera honesta y transparente a todas sus subsidiarias, administradores, trabajadores y empresas colaboradoras.

Reducción de barreras organizacionales

CÓDIGO CMF: 3.1 VI

La Compañía no acepta ningún tipo de discriminación en el ámbito laboral por motivos de edad, estado civil, raza, color, sexo, religión, sindicalización, opinión política, nacionalidad, ascendencia nacional, origen social o discapacidad.

CGE busca reducir las barreras organizacionales, sociales o culturales que pudieren estar inhibiendo la diversidad de capacidades, condiciones, experiencias y visiones, asegurando la igualdad de oportunidades a través de las políticas de actuación, de los planes de capacitación, desarrollo y atracción del talento que la Compañía pone a disposición de sus trabajadores.

De esta manera, busca que sus trabajadores se impliquen en su propio desarrollo y se comprometan a mantener actualizados los conocimientos y competencias necesarias, con el fin de propiciar su progreso profesional y aportar valor a los clientes, a los accionistas y a la sociedad en general.

(1) Esta remuneración se refiere a los Ejecutivos Principales de la Compañía.

Identificación de capacidades y conocimientos

CÓDIGO CMF: 3.1 VII

CGE cuenta con una política de contratación de trabajadores que fundamenta la selección y promoción en las competencias y el desempeño de las funciones profesionales, y en los criterios de mérito y capacidad definidos en los requisitos del puesto de trabajo.

Además, la Compañía apoya y se compromete en la aplicación de las políticas públicas establecidas para promover una mayor igualdad de oportunidades y para el fomento de una cultura corporativa basada en el mérito.

Política de contratación de expertos

CÓDIGO CMF: 3.2 III.

La Compañía no ha implementado una política para la contratación de expertos que asesoren a los miembros del Directorio en materias contables, tributarias, financieras, legales o de otro tipo. Sin embargo, el Directorio dispone la contratación de asesores para casos especiales en los que las materias abordadas lo amerite atendida su relevancia. Esto acorde con la disposición contenida en el Reglamento de Sociedades Anónimas que faculta a los directores para obtener la asesoría de terceros para una correcta interpretación y análisis de la información recibida y dar cabal cumplimiento a su deber de diligencia.

En el ejercicio 2022, el Directorio no contrató servicios de asesorías de expertos para la evaluación de su funcionamiento.

Procedimiento de inducción al Directorio

CÓDIGO CMF: 3.2 V.

La Compañía no cuenta con un procedimiento formalizado para la inducción de Directores, sin embargo, es una práctica poner a su disposición toda la información necesaria para conocer y comprender:

- Los negocios, riesgos y políticas más relevantes para la Compañía.
- Los grupos de interés relevantes y las razones por las que aquellos tienen esa condición.
- La misión, visión, objetivos estratégicos, principios y valores que guían el actuar de la sociedad, sus directores y personal y la política de gestión de riesgos.
- El marco jurídico vigente más relevante aplicable a la entidad, al Directorio y sus Ejecutivos Principales.
- El conocimiento de los deberes de cuidado, reserva, lealtad, diligencia e información que conforme la legislación vigente recae en cada integrante del directorio.
- El conocimiento de las partidas más relevantes de los estados financieros trimestrales y anuales del último año junto con sus respectivas notas explicativas, además de los criterios contables aplicados en la confección de dichos estados financieros.

Periodicidad de reuniones del Directorio:

CÓDIGO CMF: 3.2 VI.

Unidad de Riesgo

Los responsables de la gestión de riesgos (Unidad de Calidad y Auditoría) se reúnen, al menos trimestralmente con el Directorio, para informar respecto del monitoreo y gestión de los principales riesgos que enfrenta la Compañía. Se prevé que en dicha reunión se encuentre presente el Gerente General.

En el ejercicio 2022, la Unidad de Calidad y Auditoría se reunió trimestralmente con el Directorio, para informar los Factores de Riesgo que se presentan en el Análisis Razonado, en las cuales estuvo presente el Gerente General.

Auditoría Interna

El responsable de los temas de Auditoría Interna, (Área de Auditoría Interna) se reúne, al menos trimestralmente con el Directorio, para informar respecto del monitoreo y gestión de estos temas. Se prevé que en dicha reunión no se encuentre presente el Gerente General.

En el ejercicio 2022, el Área de Auditoría se reunió cinco veces con el Directorio, para informar respecto de los temas de Auditoría Interna, en las cuales estuvo presente el Gerente General.

Auditoría externa

El Directorio se reúne trimestralmente con la empresa de Auditoría Externa (KPMG), para revisar y aprobar los Estados Financieros Consolidados auditados. Se prevé que en dichas reuniones no se encuentre presente el Gerente General.

Unidad de gestión ambiental y social

CÓDIGO CMF: 3.2 VII.

El monitoreo y control de las materias ambientales y sociales, entre ellas las relacionadas con el cambio climático, son llevados adelante por el equipo ejecutivo, el cual informa al Directorio a través del Gerente General, cuando existen temas de tal envergadura que puedan afectar la continuidad operacional de la Compañía. Estos temas, su monitoreo y gestión, son considerados por el Directorio en la toma de decisiones estratégicas de la Empresa.

Visitas a terreno

CÓDIGO CMF: 3.2 VIII.

El Directorio visita las dependencias e instalaciones de la Compañía sólo con motivo de alguna situación particular que lo amerite, atendida la gran extensión territorial en que se encuentran las instalaciones y dependencias. Sin embargo, se delegó al Gerente General y a los Ejecutivos Principales la responsabilidad de visitar las instalaciones de la Compañía al menos una vez al año.

Durante el transcurso del año 2022, el director Chengzu Liu realizó una visita los días 29 y 30 de diciembre, a las instalaciones de Concepción, con la finalidad de revisar el modelo operativo de las mismas. En dicha instancia, el director pudo conocer el estado y funcionamiento de las oficinas administrativas y las faenas que supervisa, como también las funciones de su personal. En dicha oportunidad, no se levantaron recomendaciones ni sugerencias relativas al funcionamiento de las dependencias correspondientes.

Evaluación del Directorio

CÓDIGO CMF: 3.2 IX; 3.2 IX. A; 3.2 IX. B; 3.2 IX. C

El Directorio no cuenta con un procedimiento formal para detectar e implementar mejoras, sin embargo, revisa en forma permanente su funcionamiento con el objetivo de implementar iniciativas que permitan mejorar su gestión. Además, los miembros del Directorio disponen en todo momento de las herramientas necesarias para la actualización y gestión de sus conocimientos.

En el ejercicio 2022 no se ha considerado la contratación de asesoría de un experto ajeno a la Sociedad para la evaluación del desempeño del Directorio.

Continuidad operacional

CÓDIGO CMF: 3.2 XI.

El Directorio cuenta con las facultades para adecuar su funcionamiento a situaciones de contingencia o crisis. En caso de que las sesiones del Directorio no pudiesen efectuarse de manera presencial, podrá disponer su celebración por medio telemático, conforme a la normativa legal vigente.

La Compañía cuenta con equipos y procesos establecidos de tal manera, que la ausencia temporal del Gerente General o de cualquiera de los Ejecutivos Principales no afecta la continuidad operacional de aquélla.

Plan de sucesión

CÓDIGO CMF: 3.6 X.

La Compañía cuenta con una Política de Liderazgo, la cual establece los requisitos y mecanismos para el nombramiento de los ejecutivos de la Compañía, incluyendo el Gerente General, en donde se establece que estos deben ser aprobados por el Directorio.

Procedimientos para revisión de estructuras salariales por parte del Directorio

CÓDIGO CMF: 3.6 XI.

La Sociedad revisa las directrices y orientaciones destinadas a asegurar la compensación salarial de los gerentes y ejecutivos principales de acuerdo a la Política Salarial vigente.

La Política Salarial vigente establece las directrices para el diseño, implementación y administración de las compensaciones que la empresa otorga a sus trabajadores por la prestación de sus servicios, explicitando los criterios para la toma de decisiones retributivas al interior de la Sociedad.

Las indemnizaciones de los gerentes y ejecutivos se enmarcan en el cumplimiento de las obligaciones contractuales individuales, en la apreciación del equipo gerencial corporativo y/o la autorización del Directorio. Dichas políticas se orientan a no generar incentivos a que dichos ejecutivos expongan a la sociedad a riesgos que no estén acordes con las políticas definidas sobre la materia o a la comisión de eventuales ilícitos. Estos criterios se enmarcan dentro de la Política Salarial vigente para todos los ejecutivos del Grupo State Grid y se revisan al menos sobre una base anual.

Procedimientos para aprobación de estructuras salariales por parte de los accionistas

CÓDIGO CMF: 3.6 XII.

Además de los procedimientos antes señalados, la Compañía no cuenta con procedimientos para someter las estructuras salariales y políticas de compensación e indemnización del gerente general y demás ejecutivos principales a aprobación de los accionistas.



Marco ético y *Compliance*

CGE considera que la confianza de sus clientes, profesionales, proveedores, trabajadores, 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 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.

El respeto y cumplimiento de la normativa constituye la base que sustenta el comportamiento de CGE en todos sus ámbitos de actuación, y sobre dicha base se configuran los principales compromisos de CGE en materia de cumplimiento.

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

- Promover el conocimiento y respeto de la normativa, generando una cultura de cumplimiento y tolerancia cero a incumplimientos de dicha normativa, con el apoyo inequívoco, el compromiso y liderazgo de los administradores y la alta dirección de CGE.
- Cumplir las leyes y normas vigentes.
- Cumplir las leyes y normas 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 Empresas de Naciones Unidas, así como los principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades.
- Rechazar la corrupción, el fraude, el soborno y las prácticas antiéticas en general en el desarrollo de la actividad de la Compañía y establecer medidas para evitarlos y combatirlos.
- Comunicar y concienciar a directivos, trabajadores y contrapartes de la obligación de información y reporte de conductas que no respondan a los estándares de buenas prácticas y cumplimiento de CGE, disponiendo para tal efecto de un canal y procedimiento de denuncias adecuado que permite el anonimato y garantiza la confidencialidad, la ausencia de represalias para el denunciante y los derechos de las personas investigadas.
- Asegurar la existencia y cumplimiento de un sistema disciplinario que sancione las conductas contrarias a la normativa, garantizando su aplicación equitativa, proporcional y justa.
- Impulsar la implantación, seguimiento y cumplimiento de los modelos de control necesarios que permitan identificar, evaluar y gestionar los principales riesgos de cumplimiento a los que se enfrenta la compañía, con especial atención en el Modelo de Prevención de Delitos, sin perjuicio de aquellos otros modelos que puedan implantarse en relación con otros bloques normativos aplicables.
- Proporcionar formación y asesoramiento a todo el personal en materias relacionadas con el cumplimiento, así como, cuando proceda, a los terceros que se relacionen con CGE.
- Actuar con responsabilidad en la gestión de los negocios y cumplir con las obligaciones fiscales.
- 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 los canales de comunicación que sean más adecuados y accesibles.

Durante 2022 se monitoreó el adecuado funcionamiento del programa de ética y cumplimiento, se realizaron acciones de difusión y formación para que todos en la organización conozcan y cumplan el Modelo de Prevención de Delitos, el Código Ético, la Política Anticorrupción y el resto de las normas de Compliance.

Asimismo, se supervisó el funcionamiento del procedimiento de denuncias y consultas establecido por la Compañía, para que trabajadores y terceros puedan consultar dudas o reportar incumplimientos relacionados con las pautas de conducta del Código Ético o con lo establecido en el Modelo de Prevención de Delitos. En este sentido, se aseguró que las comunicaciones fueran tratadas y resueltas adecuadamente, en tiempo y forma, por las unidades competentes de la Compañía.

Código de ética

CÓDIGO CMF: 3.6 VII

CGE y sus subsidiarias cuentan con un Código Ético que establece las pautas que han de presidir el comportamiento ético de todos sus administradores y trabajadores en su desempeño diario, en lo que respecta a las relaciones e interacciones que mantiene con todos sus grupos de interés.

El Código Ético de CGE va dirigido a sus administradores, directivos y en general a todos los trabajadores de CGE, con independencia de la posición que ocupen o del lugar en el que desempeñen su trabajo. Además, la empresa promueve e incentiva entre sus proveedores y empresas colaboradoras la adopción de pautas de comportamiento consistentes con las que se definen en este Código.

Pautas de conducta

El Código Ético determina pautas específicas de actuación en las siguientes áreas:

- Respeto a la legalidad, derechos humanos y a los valores éticos.
- Respeto a las personas.
- Desarrollo profesional e igualdad de oportunidades.
- Cooperación y dedicación.
- Seguridad y salud en el trabajo.
- Uso y protección de los activos.
- Corrupción y soborno.
- Pagos irregulares y blanqueo de capitales.
- Imagen y reputación corporativa.
- Lealtad a la empresa y conflictos de intereses.
- Tratamiento de la información y del conocimiento.
- Relaciones con los clientes.
- Relaciones con los accionistas.
- Relaciones con empresas colaboradoras y proveedores.
- Respeto al medio ambiente.

Canal de denuncias para personal, accionistas, clientes y proveedores

CÓDIGO CMF: 3.6 IX

La Compañía cuenta con un procedimiento y canal de denuncias y consultas, sistema online al que se puede acceder desde el sitio web de CGE y la intranet corporativa. Este sistema está destinado a todos los colaboradores de la Compañía y personas externas (accionistas, clientes, proveedores y/o terceros ajenos a la entidad).

El objetivo del canal de denuncias y consultas es facilitar el seguimiento de los casos, manteniendo la confidencialidad del proceso en todo momento y actuando de forma ágil en la respuesta a las consultas y en la investigación de las denuncias, según proceda. Los tipos de consultas o denuncias están especificadas en el mismo sistema, ayudando a la precisión de la información requerida.

Este canal permite también realizar consultas sobre materias relacionadas con el Código Ético o el Modelo de Prevención de Delitos (MPD), a fin de obtener orientación sobre cómo proceder en determinadas circunstancias.

El canal de denuncias y consultas cuenta con las siguientes características:

- Acceso desde internet e intranet
- Permite realizar denuncias anónimas
- Registro y seguimiento de las denuncias y consultas por la Compañía y el denunciante
- Tratamiento de forma confidencial
- Altos estándares de seguridad

Análisis de denuncias

Métricas	Unidad de medida	2022
Denuncias recibidas	Número	29
Consultas recibidas	Número	24
Denuncias resueltas	Número	8
Denuncias de acoso sexual[1] presentadas a CGE	Número	0
Denuncias de acoso sexual[1] presentadas a la Dirección del Trabajo	Número	1
Denuncias de acoso laboral[2] presentadas a CGE	Número	1
Denuncias de acoso laboral[2] presentadas a la Dirección del trabajo	Número	1

(1) Número de denuncias de acoso sexual de conformidad con la Ley N°20.005
(2) Número de denuncias de acoso laboral de conformidad con la Ley N°20.607

Modelo de prevención de delitos

CÓDIGO CMF: 3.6 XIII

Política de prevención de Delitos

La Compañía cuenta con una Política de Prevención de Delitos, que tiene por objetivo establecer los lineamientos generales en los cuales se sustenta la implantación, administración, actualización, operación y supervisión del Modelo de Prevención de Delitos de la Compañía (MPD), de acuerdo con lo establecido por la Ley N°20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas.

La Política de Prevención de Delitos es aplicable a todos los trabajadores, dueños, controladores, directores, ejecutivos principales, representantes, contratistas y asesores de la Compañía.

CGE espera respecto de las personas antes mencionadas, el estricto cumplimiento de las normas establecidas para prevenir y detectar los delitos de cohecho a funcionario público nacional o extranjero, lavado de activos, financiamiento del terrorismo, receptación, negociaciones incompatibles, corrupción entre particulares, apropiación indebida, administración desleal y otros que se han agregado o que en el futuro se agreguen a esta misma ley o la norma que la reemplace.

En cuanto a aquellas sociedades y entidades participadas, sobre las que no se tenga un control efectivo, CGE promoverá, a través de sus representantes en los órganos de gobierno de las mismas, la implementación de programas de integridad que den cobertura a las leyes de responsabilidad penal de las personas jurídicas que les sea aplicable.

Estructura del Modelo de Prevención de Delitos

La Compañía vela por mantener un modelo de organización, administración y supervisión adecuado para la prevención de los delitos, denominado “Modelo de Prevención de Delitos”, a través del cual promoverá la prevención de la comisión de los delitos incluidos en el alcance de la Ley N°20.393.

El Modelo de Prevención de Delitos implementado por la Compañía considera los siguientes elementos y actividades que, según la Ley N°20.393, permiten dar cumplimiento a los deberes de supervisión y dirección:

1) Designación de un Encargado de Prevención.
2) Definición de medios y facultades del Encargado de Prevención.
3) Establecimiento de un Sistema de Prevención de Delitos.
4) Supervisión y certificación del Sistema de Prevención de Delitos.

Encargado de Prevención de Delitos.

El Encargado de Prevención de Delitos es designado por el Directorio de la Compañía y dura en su cargo hasta tres años, el que podrá ser prorrogado por períodos de igual duración.

La designación es debidamente comunicada a toda la Compañía, por medios que permiten a todos los trabajadores conocer el nombre y el cargo del Encargado de Prevención de Delitos.

La responsabilidad de la implantación, administración, actualización y supervisión del Modelo de Prevención de Delitos recae en el Directorio y Gerencia General de la Compañía en conjunto con el Encargado de Prevención de Delitos.

Sistema de Prevención de Delitos.

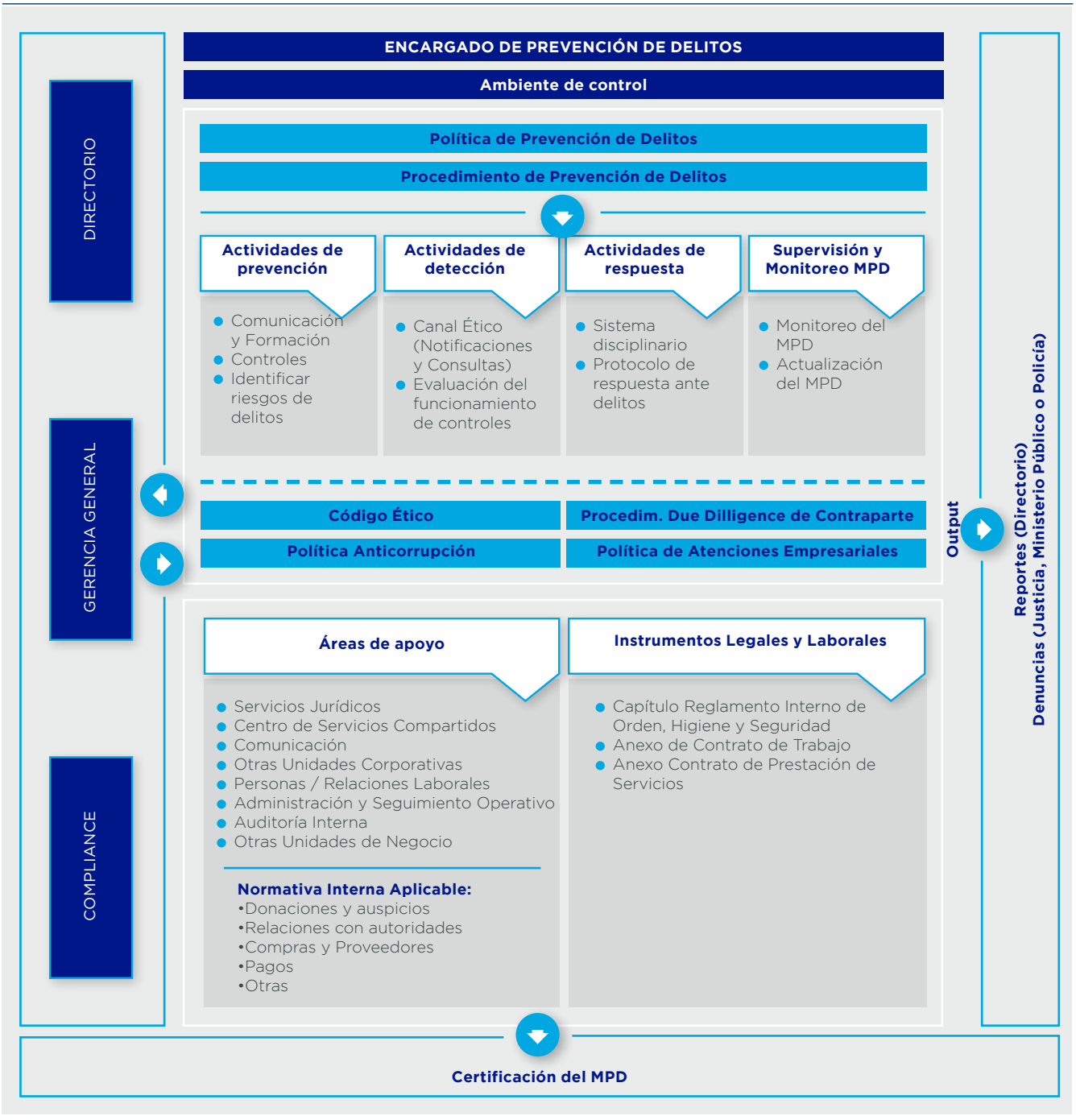
El Sistema de Prevención de Delitos es un conjunto de diversas herramientas, procedimientos, protocolos, reglas y actividades de prevención, detección, respuesta y monitoreo que se realizan sobre los procesos o actividades en cuyo contexto se genere o incremente el riesgo de comisión de los delitos indicados.

El Sistema de Prevención de Delitos establece normas en el desarrollo de las actividades comerciales, operacionales y administrativas de la Compañía, complementando e integrando lo establecido en el Código Ético, reglamentos y políticas internas, promoviendo así un ambiente de transparencia, a través de los principios y pautas de conducta establecidas por la organización.

La Compañía vela por el cumplimiento de todas las leyes, normas y procedimientos aplicables relativos a los delitos descritos en esta Política y cualquier otro que sea incorporado en el futuro.

El Sistema de Prevención de Delitos es supervisado, revisado y actualizado en forma permanente, cada vez que se detecten y se deban corregir debilidades del mismo, y/o cuando sucedan cambios relevantes de circunstancias y de condiciones del negocio (Ej.: Fusiones, adquisiciones, desarrollo de nuevos negocios y cambios legales), actividad de la cual será responsable el Encargado de Prevención de Delitos en conjunto con la Administración de la Compañía.

Modelo de Prevención de Delitos







Entorno, Gestión de riesgos y estrategia

Sector industrial **48**
Negocio **50**
Gestión de riesgo **56**
Auditoría interna **66**
Estrategia **67**
Integración de la sostenibilidad y la innovación en el negocio **69**

Sector industrial



Naturaleza de los productos y/o servicios de la entidad

CÓDIGO CMF: 6.1 I; 6.2 VIII

Ámbito de negocios

Mercado eléctrico en Chile

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 cinco sistemas independientes:

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN): sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central e Interconectado del Norte Grande. A diciembre de 2022 cuenta con una capacidad instalada neta de 30.348 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 2022 posee una capacidad instalada neta de 69,8 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 2022 posee una capacidad instalada neta de 129,3 MW de generación neta.
- Sistema de Los Lagos: sistema que produce electricidad para abastecer localidades aisladas de la Región de Los Lagos. A diciembre de 2022 posee una capacidad instalada neta de 10,5 MW de generación neta.
- Sistema de Isla de Pascua: sistema que produce electricidad para abastecer la Isla de Pascua. A diciembre de 2022 posee una capacidad instalada neta de 8 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 de energía eléctrica.

a) Negocio de distribución eléctrica

CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica directamente y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), que en conjunto abastecen a 3.207.254 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía al cierre de 2022, incluyendo parte de la Región Metropolitana y la Región de Magallanes.

Las ventas físicas de energía a los clientes sometidos a fijación de precios en Chile alcanzaron a 11.331 GWh al cierre de 2022, con un aumento de 1,8% respecto al mismo período de 2021. En cuanto a la energía operada, que incluye los clientes de peaje, se observó un aumento de un 3,9% respecto al mismo lapso del año anterior, alcanzando a 16.489GWh.

Resumen de gestión años 2022 - 2021

Chile	Ventas físicas (GWh)			Ventas físicas regulados (GWh)			Ventas físicas operadas (GWh)			Clientes		
	dic-22	dic-21	Var (%)	dic-22	dic-21	Var (%)	dic-22	dic-21	Var (%)	dic-22	dic-21	Var (%)
CGE	10.976	10.790	1,7%	10.693	10.272	4,1%	16.135	15.533	3,9%	3.138.399	3.073.367	2,1%
EDELMAG	354	336	5,5%	354	336	5,5%	354	336	5,5%	68.855	67.077	2,7%
Total Chile	11.331	11.126	1,8%	11.047	10.608	4,1%	16.489	15.869	3,9%	3.207.254	3.140.444	2,1%

Competencia que enfrenta la entidad en el sector industrial

CÓDIGO CMF: 6.1 II

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, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

Como se indica en el párrafo anterior, las empresas concesionarias de distribución prestan de manera exclusiva el servicio de distribución en su zona de operación, por lo que no se ven enfrentadas a una competencia por el mercado. No obstante, existen sectores donde se verifica superposición de zonas de concesión, pero corresponden a superficies poco relevantes comparados con la superficie total en la que CGE presta el servicio.

En el caso del segmento de generación y transmisión para sistemas medianos, también se encuentra regulado por el Estado por tratarse de sistemas aislados del sistema eléctrico nacional, de tamaño reducido y en el que existe una empresa mayoritaria o exclusiva que presta el servicio de generación, transmisión y distribución. La expansión del sistema se realiza de manera centralizada por el regulador y existe fijación de precios en todos los segmentos.

En este caso, existe una forma de competencia en la medida que nuevos integrantes al mercado de generación presenten proyectos para ser considerados en las fijaciones tarifarias de los segmentos de generación y transmisión. Al cierre del 2022, Edelmag posee el 89% de la capacidad de generación existente en el sistema de Punta Arenas y el 100% de capacidad en los sistemas de Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams.

Negocio

Zonas de concesión

CÓDIGO CMF: 6.2 VII

Zona Norte

Indicador	Unidad de medida	2022
Superficie concesiones	Km²	8.028



Zona Centro

Indicador	Unidad de medida	2022
Superficie concesiones	Km²	16.152



Zona Sur

Indicador	Unidad de medida	2022
Superficie concesiones	Km²	16.498



CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica directamente y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), que en conjunto abastecen a 3.207.254 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía al cierre de 2022, incluyendo parte de la Región Metropolitana y la Región de Magallanes.

La zona de concesión abarca 40.678 km^2 y se extiende desde la zona norte a la zona sur del país.

Subestaciones

Al cierre del periodo la Compañía posee 57.691 subestaciones de distribución de MT/BT propias, alcanzando una potencia instalada de 4.459 MVA.

Subestaciones	N°	MVA
Propias	57.691	4.459
Particulares	31.180	4.774

Servicio eléctrico

Calidad de suministro

En Chile la calidad de suministro está regulada por la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución Eléctrica(1). La Norma establece exigencias y estándares de calidad de servicio que deben cumplir las empresas distribuidoras de energía y, entre otros, establece las obligaciones que deben cumplir las empresas y los clientes y usuarios.

En la Norma Técnica se establecen los indicadores **Tiempo medio de interrupción por Cliente** (SAIDI, por sus siglas en inglés) y **Frecuencia media de interrupción por Cliente** (SAIFI, por sus siglas en inglés), para caracterizar las interrupciones de suministro en los Sistemas de Distribución en Estado Normal.

En 2022, el SAIFI de CGE fue de 2,7 veces por año. A su vez, el SAIDI de CGE fue de 7,2 horas en 2022.



(1) Según la Ley General de Servicios Eléctricos

Tabla resumen

Indicador	2022	2021	Variación 2022/2021
SAIDI (horas)	7,2	6,6	10%
SAIFI (frecuencia)	2,7	2,5	7%

Evolutivo de indicadores de calidad de servicio

Indicador	SAIDI[(1)]	SAIFI[(2)]
2022	7,2	2,7
2021	6,6	2,5
2020	6,0	2,2
2019	7,2	2,5
2018	7,0	2,7
2017	8,2	2,3
2016	5,3	1,9

(1) Horas
(2) Frecuencia

Mantenimiento de la red

La Compañía mantiene operaciones a lo largo de todo el país, por lo que está constantemente expuesta a riesgos climáticos como incendios, altas temperaturas, vientos y lluvias entre otros. CGE es consciente de que el cambio climático puede afectar la calidad del servicio y la continuidad operacional, por lo que lleva a cabo actividades de mantenimiento preventivo para evitar que el suministro eléctrico se vea afectado.

En 2022 se realizaron las siguientes actividades de mantenimiento preventivo:

Plan O'Higgins

En 2022 se comenzó con la implementación del Plan piloto O'Higgins, en la ciudad de Rancagua, región de O'Higgins. Este plan incorpora utilización de nuevas tecnologías, capacitación de equipos profesionales y técnicos internos para las actividades de construcción, mantenimiento y operación.

En concreto, se crearon brigadas internas especializadas para actividades de mantenimiento, entre ingenieros, jefes de faena, técnicos y operadores de maquinaria para trabajar en CGE.

Además, se han adquirido equipos livianos y pesados de última tecnología para el apoyo de actividades de Construcción, Mantenimiento, y atenciones de emergencias, dentro de las cuales la más importante es el manejo de vegetación.

También se incluyeron nuevas tecnologías para el apoyo en el mantenimiento de las redes y subestaciones, dentro de lo que se considera camiones Hidroelevadores aislados para trabajos con Líneas Energizadas y un moderno cable Bypass, para aumentar la disponibilidad de suministro en el caso de actividades de Mantenimiento y construcción. La Compañía espera extender este Plan al resto de las regiones, dando cobertura en 2023 a las regiones de La Araucanía. Biobío, Coquimbo y Atacama.

Plan Maule

En abril de 2022, la Compañía puso en marcha el Plan Maule, en la región del mismo nombre, incorporando un cambio de estructura organizacional que permite agilizar los procesos de gestión y ejecución de los trabajos de construcción y mantenimiento, con el fin de mejorar la calidad de servicio en la zona. Dentro de ellos, estaba la incorporación de gestores de activos que serían los responsables integrales de cuadrantes definidos, permitiendo una mirada detallada al desempeño de las instalaciones.
A su vez, se consideró disponer de un contratista exclusivo para la ejecución del Plan Maule para asegurar el cumplimiento de las etapas consideradas en el mismo.

Dentro de la implementación de nuevas tecnologías, se incorporó el uso de drones para agilizar el proceso de inspección de las redes, en especial de aquellas con difícil acceso. Para todo ello se certificaron 10 aeronaves, y 12 Gestores de activos que obtuvieron licencias de operadores de RPAS (Remotely Piloted Aircraft System), el cual se realiza a través de DGAC (Dirección General de Aeronáutica Civil).

En su primer año de implementación el Plan Maule consideró una inversión de $22 mil millones, lo que se tradujo en una mejora paulatina y constante de la calidad de servicio y atención a nuestros clientes.

En el 2023 continuará la ejecución del Plan Maule, al cual se incorporará los Planes O¨Higgins y La Araucanía.

Control de pérdidas

Durante el año 2022, se ha dado prioridad a las actividades que puedan dar recuperación y disminuir las Perdidas Técnicas y No técnicas en las redes de Distribución de CGE.

- Entre las actividades más relevantes realizadas, se destacan el Estudio de normalización de bancos de condensadores en 17 alimentadores de CGE para cuantificar impacto en pérdidas técnicas.

- Se ha integrado un Modelamiento de redes de media y baja tensión en DigSilent para cuantificar impacto en reducción de pérdidas técnicas asociadas a refuerzos de barra y anillamientos.

- A su vez se ha considerado dar prioridad a los Planes de inversión en cambios de Transformadores con mayores pérdidas y redes que requieran aumento de secciones.

- técnicas en las redes de CGE como parte de proceso de fijación tarifaria.

Podas

Con el objetivo de mantener una constante disponibilidad en la distribución de la energía, CGE realiza intervenciones a la vegetación en interacción con las redes eléctricas a lo largo de toda su zona de concesión. La Compañía realiza su **Plan de Mantenimiento Anual** con apoyo de tecnologías, equipos técnicos de alto conocimiento y profesionales a sus redes de Media y Baja Tensión. Durante 2022 se intervinieron 2.204 kilómetros de vegetación efectiva, de las que 5% se realizó en la Zona Norte, 32% en la Zona Centro y 63% en la Zona Sur. Para ello se han realizado investigaciones, con el fin de identificar las mejores tecnologías y maquinarias para realizar cada vez más eficiente esta actividad, coordinando con Municipalidades, entidades Públicas y Privadas.

Indicador	Faena de poda BT MT
Monto M$ Poda 2022	16.265
Kilómetros Efectivos Podados Total	2.204
Podas Norte	103
Podas Centro	706
Podas Sur	1.395

Gestión de riesgo[1]



Política Corporativa de Gestión de Riesgos

CÓDIGO CMF: 3.6 I; 3.6 III; 3.6 IV; 3.6 V; 3.6 VIII

CGE considera la gestión de riesgos como uno de los pilares fundamentales que permiten llevar adelante el modelo de negocios y la estrategia de la Compañía. Con miras a gestionar en forma adecuada y oportuna los riesgos que pudiesen afectar el logro de sus objetivos, preservar su valor y fomentar una cultura de gestión de riesgos, la Compañía ha desarrollado una Política Corporativa de Gestión de Riesgos en base a estándares internacionales tales como ISO 31.000, COSO ERM, entre otros.

En específico, la Política busca:

- Establecer los lineamientos de la Gestión de Riesgos;
- Definir los roles y responsabilidades de los distintos participantes de la Compañía en la gestión de riesgos;
- Fortalecer la confianza de los grupos de interés de la Compañía;
- Adaptar estándares de identificación y administración de riesgos, y vincular estos con los lineamientos estratégicos;

(1) En noviembre la gestión de riesgos pasó del área de Finanzas al área de Calidad y Auditoría.

- Hacer partícipe a todas las áreas/unidades de la Compañía en la administración del riesgo:

- Integrar las buenas prácticas nacionales e internacionales respecto a la gestión de riesgos.

La Política establece que la gestión de riesgos debe ser realizada por todas las áreas de la Compañía, es decir, es una función que involucra a Directores, Ejecutivos y en general, a todo el personal, respecto de los diferentes procesos y negocios de la Compañía. Asimismo, es aplicable a todas las unidades de negocios que integran la Compañía, así como las sociedades sobre las cuales se tengan control.

Para poder cumplir con los objetivos planteados y con el modelo de gestión de riesgos definido, la Compañía ha establecido, en la Política Corporativa de Gestión de Riesgos, los siguientes lineamientos:

- CGE se adopta y aplica esta política corporativa de gestión de riesgos, como una herramienta estratégica de la toma de decisiones, para optimizar el rendimiento en todas las funciones dentro de la organización.

- La gestión de riesgos se alinea a las normativas nacionales e internacionales.

- A través de la Política, se define el apetito al riesgo, tolerancia y sobrexposición al riesgo.

- Cada uno de los riesgos relevantes se identifican, priorizan y evalúan por la administración, de acuerdo con la clasificación del riesgo y la exposición potencial del riesgo.

- Los riesgos deben ser identificados, evaluados, priorizados y alineados con los objetivos.

- Cada área es responsable de la adopción de la gestión de riesgos y desarrollarla de manera consistente y alineada con esta política.

- Cada área llevará a cabo revisiones periódicas de sus riesgos al menos trimestralmente, dependiendo de su apetito de riesgo.

- Cada área realizará monitoreo mensual a la gestión de sus riesgos, el cual se deberá exponer en el comité de riesgo.

- El área de Gestión de Riesgos apoyará y ayudará a facilitar discusiones de riesgos, la gestión del cambio organizacional en materia de riesgos, la comunicación corporativa, la conciencia de riesgo, educación sobre los riesgos y capacitación continua.

- La Compañía realizará gestiones dentro del apetito al riesgo y/o acciones para los riesgos que se encuentren dentro de las zonas no aceptables de riesgo (tolerancia y sobrexposición al riesgo).

Gobernanza del Riesgo

Con el objetivo de desarrollar un entorno apropiado en términos de gobernabilidad de la administración y gestión de riesgo dentro de la Compañía, la Política define los roles y responsabilidades, de cada uno de los participantes de la gestión de riesgos.



Modelo de las tres líneas

- **Primera Línea de Defensa:** corresponde a las áreas que son responsables de los riesgos y los gestionan. Son los responsables de la implementación de acciones correctivas para hacer frente a deficiencias de proceso y control. Es responsable de mantener un control interno efectivo y de ejecutar procedimientos de control sobre los riesgos de manera constante en el día a día.
- **Segunda Línea de Defensa:** corresponde a la o las áreas que supervisan los Riesgos. Facilita y monitorea la implementación de prácticas efectivas de Gestión de Riesgos por parte de la Primera Línea de Defensa y que asiste a los responsables del Riesgo en la definición del objetivo de Exposición al Riesgo Residual y en la presentación adecuada de información relacionada con Riesgos a toda la organización.
- **Tercera Línea de Defensa:** corresponde al área que proporciona aseguramiento independiente. Realiza una revisión independiente del proceso de Gestión de Riesgos, así como también de las actividades que realiza la Primera Línea de Defensa.

Modelo tres líneas de defensa



Rol del Directorio

La Compañía, a través de la Política Corporativa de Gestión de Riesgos, ha establecido que es responsabilidad del Directorio mantener una estructura para la administración de la gestión de riesgo, verificando que ésta sea adecuada para la naturaleza y escala de la Compañía. Además, el Directorio debe promover una cultura de gestión de riesgos a todo nivel de la Compañía, asimismo, debe tomar conocimiento, a través de la Unidad de Gestión Financiera, del funcionamiento del proceso de gestión de riesgos, que incluye los riesgos corporativos, con sus respectivas recomendaciones, mejoras y planes de acción.

Rol de la Gerencia General Corporativa

La Política Corporativa de Gestión de Riesgos establece que es deber de la Gerencia General Corporativa:

- Promover una "Cultura de Control Interno y Gestión de Riesgos", que permita asegurar que los directivos de la Compañía estén conscientes que la información emana de un ambiente bien controlado.
- Asegurar la implementación y funcionamiento del sistema de gestión de riesgos.

- Tener conocimiento de los riesgos corporativos de la Compañía.
- Velar por el cumplimiento de la Política Corporativa de Gestión de Riesgos y mecanismos de mitigación de los diferentes tipos de riesgos y establecer las acciones correctivas en caso de que las mismas no se cumplan, se cumplan parcialmente o de manera incorrecta.
- Desarrollar y mantener mecanismos de gobierno que efectivamente monitoreen los riesgos y su gestión.
- Direccionar las medidas de mitigación y control, en caso de que los límites de aceptabilidad de los riesgos sean superados (Sobreexposición y tolerancia al riesgo).
- Asegurar un adecuado equilibrio entre el riesgo y rentabilidad, considerando el apetito de riesgo.
- Asignar los recursos necesarios para el correcto funcionamiento del proceso de gestión de riesgos.
- Conocer en detalle los niveles de exposición y facilitar la gestión de los riesgos identificados.
- Mantener una actitud de alerta e informar al Área de Riesgos, sobre la aparición de nuevos riesgos, cada vez que se presenten, ante cambios en el entorno tanto interno como externo.

Factores de riesgo

CÓDIGO CMF: 3.6 II; 3.6 II. A;

Los factores de riesgo a los que está sometida la Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

Riesgos financieros

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.

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 2022, CGE no cuenta con deuda financiera en moneda extranjera, en consecuencia, la deuda no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio.

	31-12-2022		31-12-2021	
	M$	%	M$	%
Deuda en CL$	47.063.439	5,36%	9.883.784	1,31%
Deuda en unidades de fomento	527.528.945	60,09%	312.265.397	41,44%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	303.304.448	34,55%	431.297.199	57,24%
Total deuda financiera	877.896.832	100,00%	753.446.380	100,00%

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF), de las cuales solo quedan vigentes las series D, E, y M, con lo cual el 39,91% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

En el período terminado el 31 de diciembre de 2022, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 60,09% 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 2022, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M$ 4.793.588 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% 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. 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 2022, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 5,65% a tasa variable. 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 M$ 433.083.

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 95,30% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo. Además, la generación de flujos de la sociedad y sus subsidiarias es suficiente para afrontar las obligaciones por los servicios asociados a la operación comercial.

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. Además de contar el *"Cash Support Agreement"* firmado entre CGE y su relacionada *State Grid International Development* (SGID).

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 31-12-2022	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
	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Bancos	11.678.402	44.270.906	-	-	-	55.949.308
Bonos	62.360.891	253.885.747	187.017.887	305.081.124	220.565.836	1.028.911.485
Total	74.039.293	298.156.653	187.017.887	305.081.124	220.565.836	1.084.860.793

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2021	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
	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Bancos	4.726.369	5.468.757	-	-	-	10.195.126
Bonos	34.903.341	137.351.432	253.569.791	274.301.720	242.976.067	943.102.351
Total	39.629.710	142.820.189	253.569.791	274.301.720	242.976.067	953.297.477

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 ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se observa la rotación de cuentas por cobrar de CGE que es de aproximadamente 7,4 meses de ventas. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un 4,19% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	2.209.157.715	1.591.070.560
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	1.617.592.313	942.676.834
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	110.128.889	125.249.317
Rotación cuentas por cobrar (meses)	7,4	6,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	4,19%	6,62%

Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el Covid-19, ha resultado en un aumento del riesgo crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, todo lo cual podría redundar en un aumento de la morosidad y de los incobrables, lo que hace imprescindible una gestión integral de los riesgos asociados especialmente a la cartera de clientes vulnerables, considerando el principio del pass-through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado

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 2022 y 31 de diciembre de 2021, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2022	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	47.063.439	49.104.809	4,34%
Bonos [1]	830.833.393	807.961.017	-2,75%
Total pasivo financiero	877.896.832	857.065.826	-2,37%

(1) Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

Deuda al 31 de diciembre de 2021	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	9.883.784	9.506.125	-3,82%
Bonos [1]	743.562.596	716.102.402	-3,69%
Total pasivo financiero	753.446.380	725.608.527	-3,69%

(1) Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

Riesgos regulatorios

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la Compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- Implementación de la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, publicada el 21 de diciembre de 2019, particularmente en lo relacionado con la extensión a las empresas de los Sistemas Medianos del mecanismo de estabilización de precios de generación definido en la Ley N°21.185 y con la aplicación del mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2020-2024 actualmente en curso, aunque su aplicación se efectuará retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020. El 23 de diciembre la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución; respecto del cual la empresa presentó sus discrepancias ante el Panel de Expertos el 19 de enero de 2023.

- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya ha sido iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 29 de agosto de 2022, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Preliminares, las cuales fueron observadas por las empresas el 29 de septiembre pasado. Tras ello, el 20 de enero de 2023, CNE aprobó y comunicó las "Bases Técnicas Corregidas para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica. El 3 de febrero se presentaron las discrepancias respecto de las Bases Técnicas Corregidas ante el Panel de Expertos, el cual programó la audiencia pública para el 3 de marzo de 2023.

- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, actualmente en curso. El 29 de diciembre de 2022, EDELMAG comunicó a CNE sus observaciones, y manifestó su desacuerdo, respecto del Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto

Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado el 7 de diciembre de 2022.

- Proyecto de ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.

- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N°21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

  Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.429 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se confundirán con los de la Ley N° 21.423, limitándose principalmente a aquellos clientes que cumplen las condiciones para optar el mecanismo de prorrateo de las deudas y no cumplan las condiciones para ser beneficiarios de esta última.

- Adicionalmente, la Ley N° 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios, disponiendo principalmente que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante la SEC los montos descontados, a efectos de que ésta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la Tesorería General de la República para que proceda al pago y; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de dicha ley fueron determinados mediante decreto supremo exento número 130 de 17 de junio de 2022 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de junio de 2022.

- Ley N° 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

Riesgos ambientales

En cuanto a los riesgos medioambientales de CGE, para todos los proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) Favorable, existe un riesgo frente al no cumplimiento de los compromisos establecidos en estas RCAs. Los proyectos son auditados y evaluados en sus compromisos ambientales por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que podría establecer multas por incumplimientos dependiendo de la gravedad de la falta. Este riesgo es bajo, ya que el cumplimiento de temas ambientales de los proyectos es parte del seguimiento y control que se realiza en CGE para cada obra.

Por otro lado, el riesgo de no obtener una RCA favorable para un proyecto es bajo, debido a la ingeniería, estudios y evaluación previa realizada por nuestras áreas especialistas.

En cuanto a los riesgos medioambientales de EDELMAG, los riesgos a los que se expone se presentan principalmente en el segmento generación, debido a que las centrales térmicas generadoras durante su operación podrían superar los límites ambientales, referidos a ruido y emisiones gaseosas. Sin embargo, se mantiene un adecuado monitoreo anual de los niveles de emisión, en el primer caso, y de calidad de aire en el segundo, por medio de campañas de medición de ruido, así como de concentración de gases, con el objeto de que éstos cumplan con los máximos exigidos por la autoridad, según se expresa en los Decretos N°38/2012, "Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica" y el Decreto Nº13/2011 "Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica", respectivamente.

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, EDELMAG efectúa la gestión de éstos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014 que "Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos". Los procesos abarcan desde el origen hasta su eliminación e incluyen acciones para un adecuado manejo, rotulación, almacenamiento, transporte y disposición final.

Restricciones financieras

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los Estados Financieros.

Al cierre de los Estados Financieros Consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la Sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.), también aprobó que se Compañía General de Electricidad S.A. se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de la CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

Riesgos de cambio climático

Impacto de Aumento de Temperatura sobre Líneas de Transmisión

Al cierre del ejercicio 2022, la Compañía no ha elaborado un análisis respecto al cambio climático, a través del estándar Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).[1]

En un contexto en el que se prevé un aumento de los impactos físicos por eventos climáticos extremos en todo el mundo, así como cambios significativos (normativos, regulatorios económicos, e industriales) propiciados por la transición hacia un modelo económico descarbonizado, la presión por parte de los inversionistas, reguladores y organismos públicos para que las empresas informen de cómo gestionan los riesgos y oportunidades que se derivan del cambio climático.

(1) Estándar creado por el Consejo de Estabilidad Financiera (FSB), es un grupo de trabajo a través de este incentiva a que las empresas informen a sus inversores sobre los riesgos relacionados con el cambio climático y el modo en que los gestionan.



Este movimiento hacia una mayor transparencia climática tiene su hito en la publicación en 2017 de las recomendaciones del Task Force on Climate-related Financial Disclosure (TCFD), el objetivo de estas directrices es mejorar la transparencia en materia de riesgos relacionados con el cambio climático y la utilidad de esta información para el sector financiero, permitiéndole tener en cuenta los riesgos relacionados con el clima y el modo en que cada organización los está gestionando.

CGE al cierre del período 2022, no ha elaborado un informe de Task Force on Climate-related Financial Disclosure (TCFD), no obstante, si el Directorio de la Compañía aprueba la elaboración de este en período futuros será debidamente divulgado en su Memoria Anual. La Compañía cuenta con un área de Riesgo, una Política de Riesgo y está trabajando en un Modelo de Gestión de Riesgos (Modelo basado en las Tres Líneas de Defensa), que será debidamente comunicado una vez implementado.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de CGE y su filial EDELMAG han variado en los últimos años presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, ante lo cual las áreas técnicas han dispuesto de planes de contingencia que recogen estas condiciones de manera de disminuir el impacto de condiciones extremas en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante, lo anterior, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectación de la operación normal de los negocios de la sociedad, con el objeto de mitigar los efectos negativos que éstos pudiesen ocasionar en los negocios y resultados de la Compañía, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de no poder desconocerse que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Por último, CGE ha previsto tanto por efectos del cambio climático, como de impactos por eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos, entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que ellos pudiesen originar, se ha contemplado su cobertura a través de pólizas de seguro cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado

Auditoría interna

CÓDIGO CMF: 3.6 VI



Función de aseguramiento de auditoría interna

La función de auditoría interna se ha establecido como una actividad de valoración independiente y objetiva. Por este motivo, la unidad de auditoría interna reporta a su vez al Comité de Auditoría.

Su misión es garantizar la revisión continua y la mejora del sistema de control interno, así como asegurar el cumplimiento de la normativa externa e interna y de los modelos de control establecidos. Su objeto es salvaguardar la eficacia y eficiencia de las operaciones y mitigar los principales riesgos en cada uno de los ámbitos de la compañía. Asimismo, se responsabiliza de elaborar el informe de la actividad de auditoría interna para el Comité de Auditoría y para el Directorio.

En el desarrollo de su actividad, auditoría interna lleva a cabo la revisión metódica del sistema de control interno de los procesos de la Compañía y Empresas Subsidiarias, en todos sus ámbitos, así como la evaluación de los controles y riesgos asociados a dichos procesos, a través de la definición y ejecución del "Plan anual de auditoría interna". Asimismo, apoya a las direcciones en el cumplimiento de sus objetivos.

La metodología de valoración de los riesgos operacionales está alineada con las mejores prácticas de gobierno corporativo y se basa en el marco conceptual del Informe del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO), tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el Mapa de Riesgos.

Durante 2022, se desarrollaron diversos proyectos de auditoría interna para la revisión de procesos vinculados a los principales riesgos de las direcciones generales de negocio y servicios.

Estrategia



Horizontes de tiempo

CÓDIGO CMF: 4.1

Para el corto y mediano plazo, la Empresa considera criterios de control de gestión presupuestaria y de planes de negocios, los que se ejecutan a un año y hasta cinco años respectivamente.

Para el largo plazo, se toma como referencia la vida útil media de las instalaciones de distribución de electricidad que es aproximadamente 30 años y la de las instalaciones de generación que es de 20 a 25 años. Adicionalmente, en la normativa eléctrica se define el período de 30 años para la Planificación Energética de Largo Plazo y para determinar la rentabilidad económica agregada del conjunto de todas las instalaciones de las empresas concesionarias de distribución.

Por lo tanto, se considera corto plazo hasta 1 año, mediano plazo entre uno y cinco años y largo plazo superior a cinco años.

Objetivos estratégicos

CÓDIGO CMF: 4.2

Objetivos Estratégicos

El escenario actual en el que se desenvuelve la Compañía plantea importantes desafíos de cara a nuestros clientes y a la comunidad relacionados con mejoras en la calidad de suministro y en el control de pérdidas de energía y respecto al regulador y las autoridades respecto a la finalización de los procesos tarifarios en curso y a la necesidad de un cambio normativo en el modelo retributivo de distribución.

Desde el punto de vista interno, el principal desafío es la consolidación de la nueva estructura organizacional iniciada a mediados del año 2022 y avanzar en el trabajo de eficientizar los procesos.

Para lograr mejorar los índices de calidad de suministro, se debe dar cumplimiento en monto y plazo al plan de inversiones y gastos contribuyendo de esta forma en el Mejoramiento del Índice de Satisfacción de la compañía, junto con las iniciativas

diseñadas en el Plan Clientes. Por otro lado, la consolidación de un modelo de negocio para los servicios no regulados permitirá mejorar rentabilidad en base a mejores y variados servicios.

Asimismo, el aumento sostenido de factores que impactan en las pérdidas no técnicas, como los campamentos, el hurto, medidores obsoletos y necesidades de mejoras de algunos procesos administrativos, entre otros, nos plantean importantes desafíos para lograr disminuir y contener el incremento en el índice de pérdidas de la Compañía.

En el ámbito interno, el proceso de reestructuración organizacional cuenta entre sus objetivos, potenciar el trabajo de las Zonas y descentralizar los procesos claves para la organización. Durante el año 2023, se deberá trabajar en la consolidación de este proceso y en la mejora y eficiencia de nuestros procesos, documentación y políticas, mejorando los estándares de seguridad y salud de nuestros trabajadores.

Finalmente, en el ámbito externo, se debe concluir el proceso de fijación tarifaria de distribución, proceso que ha superado con creces el plazo legal establecido para su desarrollo. Adicionalmente, debemos promover un cambio normativo en el modelo de retribución de Distribución, que esté acorde con la visión de desarrollo que la compañía tiene para este negocio.

Compromiso con nuestro entorno

CGE ha plasmado en su Política de Responsabilidad Corporativa las principales iniciativas y compromisos asociadas a la generación de un impacto positivo en relación a la gestión responsable del medioambiente y al compromiso social con los clientes ubicados en las regiones donde presta servicio.

Gestión responsable del medio ambiente:

CGE es consciente de los efectos ambientales que sus actividades generan en el entorno donde se desarrollan, por lo que, la Compañía presta una especial atención a la protección del medio ambiente y al uso eficiente de los recursos naturales para satisfacer la demanda energética. En el respeto al medioambiente, CGE actúa más allá del cumplimiento de los requisitos legales y otros requisitos ambientales que voluntariamente adopta, involucrando a los proveedores, trabajando con los distintos grupos de interés y fomentando el uso responsable de la energía.

Integración de la sostenibilidad y la innovación en el negocio



La Compañía está actualizando su estrategia de sostenibilidad para integrarla a su modelo de negocio, la que será divulgada cuando se encuentre debidamente aprobada por los órganos societarios correspondientes.

Integración de la innovación en la gestión de negocios

CÓDIGO CMF: 3.1 V.

La Compañía integra la innovación en la gestión eficiente y eficaz de sus procesos, la que se encuentra integrada de manera transversal. No existe un área específica para la gestión de la innovación.

Grupos de interés

CÓDIGO CMF: 3.1 IV; 6.3

Principales grupos de interés

CGE considera que sus grupos de interés están conformados por las personas que integran el conglomerado, los clientes, los proveedores y trabajadores externos, los accionistas, inversores y financiadores, reguladores y otros agentes del mercado y grupos sociales.

Trabajadores: interés por las personas

Para CGE es fundamental promover un entorno de trabajo de calidad, basado en el respeto, la diversidad y el desarrollo personal y profesional. Asimismo, CGE tiene un Código Ético donde se establecen las pautas que han de presidir el comportamiento ético de todos sus empleados en su desempeño diario y, específicamente, en lo que respecta a las relaciones e interacciones que mantiene con todos sus grupos de interés.

Compromisos:

- Aplicar las mejores prácticas en la identificación, captación y fidelización del talento necesario para el desarrollo de los negocios, asegurando los principios de equidad y no discriminación por causa alguna (discapacidad, edad, género, trayectoria profesional previa, etc.).
- Favorecer el desarrollo profesional de las personas dentro del modelo de gestión del talento, asegurando la puesta a disposición, para todos los profesionales, de los medios, programas y herramientas necesarias para potenciar sus habilidades y competencias.
- Promover un entorno de trabajo motivador que asegure el reconocimiento interno de la cultura del esfuerzo, la autonomía necesaria para poder crear, desarrollar e innovar, y un marco de compensación total en concordancia.
- Asegurar la implantación efectiva de mecanismos de flexibilidad que faciliten el equilibrio entre vida profesional y personal y favorezcan el desarrollo humano y social de las personas.
- Fomentar la diversidad y la igualdad de oportunidades en un entorno de respeto, escucha y diálogo permanente, prestando especial atención a la inclusión de la discapacidad y haciendo extensible este compromiso a los proveedores y empresas colaboradoras.
- Promover la interlocución constante entre la compañía y los representantes sociales que permita la retroalimentación para la toma de decisiones.

Clientes: excelencia en el servicio

El cliente es el centro de las operaciones de CGE A través de un diálogo activo, la compañía quiere ser capaz de darle respuesta rápida y eficiente, proporcionando un servicio y una experiencia de cliente excelentes que, además de cumplir con los requisitos legales, esté acorde con sus necesidades y cumpla los compromisos voluntariamente asumidos.

Compromisos:

- Promover una comunicación activa y bidireccional que permita entender las expectativas y opiniones de los clientes y adaptar las respuestas de la empresa a sus necesidades.
- Facilitar las gestiones de los clientes a través de una operativa simple y eficiente.
- Ofertar productos y servicios innovadores que promuevan la eficiencia energética y contribuyan a la sostenibilidad de la sociedad.
- Diversificar y ampliar la oferta comercial incluyendo productos y servicios de alto valor añadido que respondan a la evolución de las necesidades de los clientes.
- Aplicar la innovación tecnológica y las mejoras técnicas disponibles como medio para mantener un suministro eficiente, seguro y sostenible.

Proveedores y empresas colaboradoras: cadena de suministro responsable

Los proveedores y las empresas colaboradoras son actores fundamentales en el óptimo funcionamiento de la cadena de valor de CGE, con los que la compañía promueve el mantenimiento de relaciones de confianza a largo plazo, estables, sólidas y de beneficio mutuo, bajo los principios de eficacia y gestión del riesgo.

Compromisos:

- Extender la cultura de CGE a la cadena de suministro, transmitiendo el objetivo de excelencia en el servicio y los principios de actuación responsable de la Compañía, y fomentando la incorporación de criterios de sostenibilidad en su gestión diaria.
- Promover el cumplimiento de los códigos y políticas de CGE en la cadena de suministro, especialmente en el ámbito de derechos humanos, la ética y la seguridad y salud.
- Fomentar la contratación de proveedores de la región o localidad donde la compañía desarrolla sus actividades, apoyando la generación de impacto social positivo.
- Impulsar prácticas que favorezcan la trazabilidad y el comercio justo de las materias primas desde el origen.

Accionistas e inversiones: compromiso con los resultados

Los accionistas e inversionistas de CGE y sus filiales constituyen uno de los principales grupos de interés de la Compañía. Por ello, gestionar adecuadamente los riesgos, y desarrollar un modelo de negocio sólido con potencial de crecimiento, que garantice la sostenibilidad a largo plazo, son dos de los aspectos clave del negocio.

Compromisos:

- Trabajar para obtener una rentabilidad sostenida adecuada a los recursos invertidos.
- Promover una asignación y gestión eficiente de los recursos dentro del marco de la mejora continua de los procesos.
- Garantizar que la toma de decisiones considera los niveles y umbrales de riesgos aprobados.
- Continuar incorporando aspectos de sostenibilidad en la relación con los inversores.

Comunidades: compromiso social

CGE está comprometida con el desarrollo económico y social de las regiones en las que desarrolla sus actividades, aportando conocimientos, capacidad de gestión y creatividad, así como dedicando parte de los beneficios a la inversión social. El diálogo fluido y permanente con la sociedad permite a la compañía conocer las expectativas e intereses de las comunidades donde opera y poder así implicarse en su desarrollo, procurando dar la respuesta más adecuada a sus necesidades.

Compromisos:

- Garantizar un diálogo fluido y bidireccional, y promover el involucramiento con las comunidades locales respetando la cultura, las normas y el entorno, de modo que sus preocupaciones sean respondidas adecuadamente y con prontitud.
- Realizar evaluaciones del impacto social que produce la actividad de la Compañía para evitar o mitigar los efectos adversos que se pueden generar y potenciar los efectos positivos.
- Desarrollar iniciativas en el marco de la *venture philanthopy* para la creación de valor compartido y de impacto social positivo en los proyectos energéticos.
- Promover la educación, la riqueza cultural, la salud, la investigación y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos a través de la inversión social.
- Transferir conocimiento y valores a la sociedad a través de acuerdos de colaboración con la comunidad académica y utilizar los mecanismos necesarios y/o existentes como vehículo de transmisión de los niveles de calidad de servicio a las empresas colaboradoras y proveedores.

Todos los grupos de interés: integridad y transparencia

CGE considera que la confianza de sus clientes, sus profesionales, proveedores y colaboradores externos, accionistas, inversionistas y financiadores, reguladores y otros agentes del mercado y grupos sociales, se fundamenta en la integridad, entendida

como una actuación ética, honesta, responsable y de buena fe de cada una de las personas que trabajan en y para el conglomerado.

Compromisos:

- 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 del comunicante.
- Cumplir las leyes y normas nacionales e internacionales vigentes.
- 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 Empresas de Naciones Unidas, así como los principios de 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.
- Participar 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, integra y puntual, publicando periódicamente información financiera que ponga en valor las actuaciones de la empresa y ofrezca una respuesta específica a las necesidades de información de los grupos de interés de la Compañía.
- Mantener, en todo momento, el diálogo con los grupos de interés a través de los canales de comunicación que sean más adecuados y accesibles.

Intereses de los grupos de interés

CGE cuenta con una Política de Responsabilidad Corporativa[1], cuyo objetivo principal es establecer los principios de actuación y compromisos con sus grupos de interés, en coherencia con la estrategia corporativa de la empresa, así como determinar las responsabilidades y los instrumentos específicos para asegurar su cumplimiento.

Esta política fue aprobada por el Directorio, quien además recibe, al menos anualmente, información sobre la implementación y el seguimiento general de dicha política. En concreto, el Directorio tendrá, al menos, atribuidas las siguientes funciones respecto de los grupos de interés:

- La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.
- El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación del grado de cumplimiento.
- La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.

Afiliaciones a gremios, asociaciones u organizaciones

CÓDIGO CMF: 6.1 VI

CGE pertenece a la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas que representa a las principales compañías de distribución de electricidad a lo largo de Chile. También está adherida a la Sociedad de Fomento Fabril, SOFOFA; World Energy Council Chile, WEC y la Cámara Chilena de la Construcción en Arica, Antofagasta, Atacama, Coquimbo y Biobío.

(1) La Política de Responsabilidad Corporativa fue aprobada por el Directorio de CGE el 26 de mayo de 2022.

Relación con los grupos de interés y el público en general

Unidad de relaciones con los grupos de interés y medios de prensa

CÓDIGO CMF: 3.7 I.

La Compañía cuenta con la Dirección de Servicios Centralizados, bajo cual opera el área de Comunicaciones e Integración Cultural. Esta área es responsable de la definición e implementación de la estrategia de Comunicaciones Interna, Externa y Asuntos Públicos, generando compromiso y colaboración con los trabajadores, así como también relaciones de largo plazo con el gobierno, autoridades, los medios de comunicación y sus grupos de interés en general. Adicionalmente, se encuentra a cargo de los programas de responsabilidad social empresarial.

Procedimiento de mejoramiento continuo en procesos de difusión de revelaciones

CÓDIGO CMF: 3.7 II.

El área de Comunicaciones e Integración Cultural, en su rol de definir e implementar la estrategia comunicacional, está encargada de revisar constantemente los procesos de difusión y revelaciones que realiza la entidad al mercado y a sus grupos de interés. Para estos efectos no se cuenta con asesorías de expertos externos a la entidad, sin embargo, en los casos que se requiera, se contará con los recursos necesarios para la contratación de expertos.

Procedimiento para que accionistas se informen sobre diversidad de capacidades de candidatos

CÓDIGO CMF: 3.7 III.

Con dos días de antelación a la Junta de Accionistas en que se elegirán directores, se carga en el sitio web de la Compañía, con acceso restringido, una lista de candidatos a director junto a un perfil de cada candidato. Esto permite que los accionistas se informen acerca de la diversidad de capacidades, condiciones, experiencias, profesión u oficio de quienes son candidatos al Directorio. Con este procedimiento, la Compañía busca proporcionar la mayor cantidad de información a los accionistas sobre los candidatos, con el objetivo de que se lleve a cabo una votación informada.

Mecanismo de voto remoto para accionistas

CÓDIGO CMF: 3.7 IV.

La Compañía cuenta con un mecanismo de participación remota para las Juntas Ordinarias de Accionistas, que permite a los accionistas participar y ejercer su derecho a voto por medios remotos, en la misma oportunidad que el resto de los accionistas que están físicamente representados en la Junta de Accionistas.

En la pasada Junta Ordinaria de Accionistas (JOA), celebrada el 21 de abril de 2022, se implementó este mecanismo, previa divulgación de un instructivo que describe el mecanismo, así como las condiciones básicas para participar de la JOA de manera remota.

Temas materiales de SASB

Conforme a lo establecido NCG 461, la Compañía reportará las métricas en materia de sostenibilidad que resulten materiales para la entidad de acuerdo con su sector industrial. Para tales efectos se someterá a la clasificación de industrias Sustainable Industry Classification System (SICS) que a juicio del directorio u órgano de administración resultará más pertinente, y a la definición de métricas Sustainability Accounting Standards establecidas por el Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

Sistema de Clasificación de la Industria Sostenible ® (SICS ®) sector industrial de Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos. Asimismo, en la Sesión de Directorio de fecha 30 de marzo 2023 el Directorio, aprobó la Memoria Anual 2022 y los parámetros de contabilidad del Estándar a divulgar en el respectivo reporte anual.





Gestión 2022

Ámbito de negocios **76**
Gestión financiera **93**
Compromiso con los clientes **97**
Unidad de Personas **100**
Gestión de proveedores **106**
Gestión ambiental **108**

Entorno y marco regulatorio



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 2022 fueron fijados mediante el Decreto 19T-2020, publicado el 20 de mayo de 2021, el Decreto 8T-2021, publicado el 8 de febrero de 2022 y el Decreto 9T-2022, publicado el 17 de junio de 2022, todos del Ministerio de Energía, con vigencia a contar del 1 de enero de 2021, del 1 de julio de 2021 y del 1 de enero de 2022, respectivamente. A esta fecha, aún se encuentra pendiente la publicación del decreto que debe fijar los precios de nudo promedio con vigencia desde el 1 de julio de 2022.

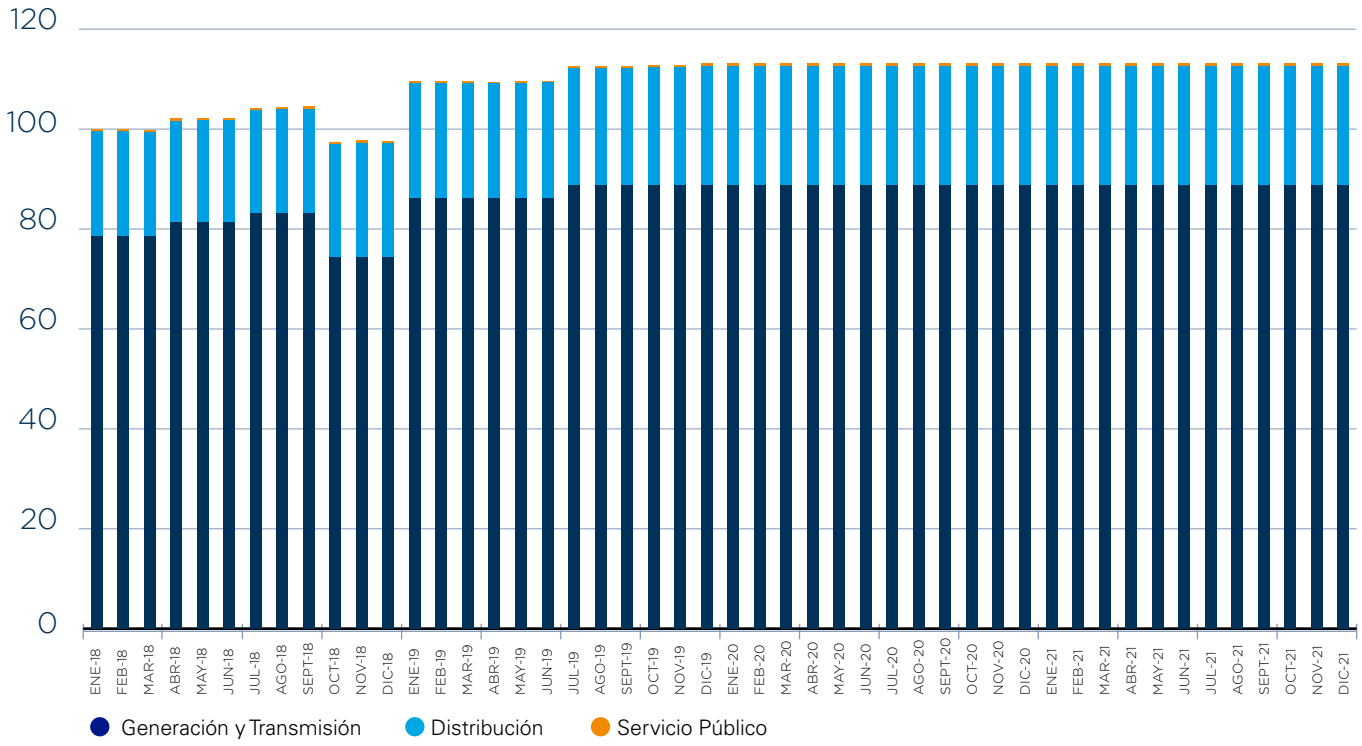
Sin perjuicio de lo anterior, es necesario tener presente que, en conformidad con lo establecido en la Ley N° 21.185, mediante la cual se estableció un mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación, los precios de nudo aplicados a los clientes finales se encuentran estabilizados. De esta forma, los precios de nudo fijados mediante los decretos 8T-2021 y 9T-2022, experimentaron un incremento equivalente a la variación del índice de precios al consumidor (IPC), en relación con los valores considerados en el decreto de precio de nudo anterior a cada uno de ellos.

Por otra parte, durante 2022 los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales fueron fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante Resoluciones Exentas N° 551-2021 y N° 442-2022, con vigencia desde el 1 de enero y el 1 de julio de 2022, respectivamente. Al respecto, en los correspondientes informes, CNE incorporó un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión, con el objeto de evitar excesivas variaciones y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales sujetos a fijación de precios, por el cual los cargos de transmisión no sufrieron ajustes durante 2022.

A su vez, el VAD incluido en las tarifas de suministro de energía eléctrica aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios se encuentra establecido en el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017 en el Diario Oficial, 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, en el cual se actualizaron algunos de los parámetros tarifarios 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.

Evolución Nominal de Tarifa Regulada por Componente

Base enero de 2018



(*) Considera tarifas efectivamente aplicadas en las cuentas de los clientes finales sometidos a fijación de precios.

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 CNE en su informe comunicado el 24 de julio, 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.

Finalmente, se debe tener presente que, a esta fecha, aún se encuentra en curso el proceso de determinación del VAD 2020-2024, por lo que no se ha publicado el correspondiente decreto de fijación de tarifas. De esta forma, en conformidad con lo establecido en la Ley N° 21.194, la que dispuso, entre otros aspectos, que los niveles de precios asociados al VAD que estaban siendo aplicados a la fecha de su publicación permanecerían constantes en pesos hasta el término de su vigencia, estos no experimentaron ajustes durante 2022.

Regulación de la distribución de electricidad en Chile

CÓDIGO CMF: 6.1 III; 6.1 IV

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 dictadas principalmente por el 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. Particularmente, la Ley N° 21.194 (Ley Corta de Distribución), publicada en diciembre de 2019, mediante la cual se rebajó 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, estableciendo, entre otros aspectos, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. CNE determinó el alcance del giro de distribución, estableciendo la posibilidad de informar fundadamente las operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a la fecha referida e incluyendo un calendario que no podían exceder el 1 de enero de 2022.

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).

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[(1)]; 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 establecen los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía.

(1) Esta tasa entrará en vigor a contar de la vigencia del decreto tarifario resultante del proceso tarifario correspondiente al cuadrienio 2020-2024, actualmente en desarrollo. Con anterioridad a la vigencia de la Ley N° 21.194, la tasa de descuento era de 10% real antes de impuestos

Por otro lado, la normativa establece 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.

Finalmente, el rol de vigilancia y fiscalización del cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, es ejercido por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Dicho organismo, además, entrega concesiones temporales e informa al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas de distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones de electricidad y líneas de transmisión. También es responsable de verificar la calidad de los servicios que prestan las empresas a cargo de la energía.



Hechos relevantes del marco regulatorio en 2022

El de 2 agosto se publicó la ley la Ley N° 21.472. Se crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) y se establece un nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios (MPC).

Ley que regula el prorrateo y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios

El 11 de febrero de 2022 fue publicada la Ley N°21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios sanitarios y eléctricos generadas durante la pandemia por Covid-19 y establece subsidios a los clientes vulnerables para el pago de estas, el cual establece principalmente lo siguiente:

- Las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos.

- Dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021, debiendo cobrarse en 48 meses, contados desde el mes de entrada en vigencia de esta ley.

- Una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, este se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente.

- Para estos usuarios, por un período máximo de 48 meses, se establecen subsidios automáticos correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante SEC los montos descontados, a efectos de que esta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la Tesorería General de la República para que proceda al pago.

- El procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de la presente ley serán determinados mediante decreto supremo conjunto de los Ministerios de Obras Públicas y de Energía, debiendo ser suscrito por el Ministro de Hacienda.

- Los beneficios de esta ley cesarán cuando no se efectúe el pago de la parte no subsidiada registrada en el documento de cobro, según lo establecido en el artículo 141° y en el inciso segundo del literal q) del artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos, relativos a las condiciones para la suspensión del suministro por falta de pago.

- Se amplía de 30 a 90 días el plazo para que los beneficiarios de convenios, singularizados en la Ley de Servicios Básicos (principalmente clientes vulnerables) -Ley N° 21.249-, puedan acogerse a ellos.

Posteriormente, mediante Decreto 130-2022 del 23 de junio de 2022, en conformidad con lo establecido en el artículo 9° de la Ley N° 21.423, los Ministerios de Energía, de Obras Públicas y de Hacienda aprobaron el procedimiento para el pago de los subsidios definidos en dicha ley, estableciendo que:

- La determinación de los valores adeudados e impagos, generados en el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, serán calculados al 11 de febrero de 2022, fecha de publicación de la Ley N° 21.423.

- Una vez efectuados los descuentos por concepto de subsidio, las empresas deberán acreditar ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los primeros 10 días de cada mes, los montos descontados en el mes inmediatamente anterior, a efectos de que ésta autorice el pago del monto que corresponda mediante una resolución exenta.

- La resolución que autoriza los pagos deberá ser notificada a las empresas y se remitirá a la Tesorería General de la República, en el plazo de 10 días, contado desde su dictación, para que se proceda al pago que autoriza.

Ley crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y se establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios

El 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472, mediante la cual se crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y se establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

Por una parte, se crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), que se financiará mediante la incorporación de un pago adicional máximo en el cargo por servicio público establecido en el artículo 212-13 de la Ley General de Servicios Eléctricos, reajustable por la variación que experimente el IPC, y que será diferenciado por tramos de consumo de acuerdo con los siguientes parámetros:

Tramo de consumo	Pago adicional
≤350 kWh/mes	0 $/kWh
>350 kWh/mes y ≤500 kWh/mes	0,8 $/kWh
>500 kWh/mes y ≤1.000 kWh/mes	1,8 $/kWh
>1.000 kWh/mes y ≤5.000 kWh/mes	2,5 $/kWh
>5.000 kWh/mes	2,8 $/kWh

El FET y los cargos que lo financian tendrán una vigencia única que no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032. Su cobro se suspenderá si alcanzara el monto de MUSD 500 y se reanudará una vez que disminuya del referido valor.

Estarán exentos del pago adicional aquellos clientes que acrediten ser micro y pequeñas empresas y tengan un promedio de consumo de hasta 1.000 kWh/mes.

Las normas que regulan la operación del FET serán establecidas en un reglamento que para dichos efectos dicte el Ministerio de Hacienda, suscrito además por el Ministro de Energía.

Por otra parte, se crea un mecanismo transitorio de protección al cliente (MPC), complementario al establecido en la Ley N° 21.185, cuyos recursos contabilizados no podrán superar los MUSD 1.800, que estabilizará los precios de energía en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos para los clientes sujetos a fijación de precios, el que será aplicable a aquellos contratos cuyo suministro haya iniciado antes de 2021.

El objeto del MPC será pagar las diferencias que se produzcan entre el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación, de acuerdo con las condiciones contractuales, y la facturación a los clientes finales por la componente de energía considerando las siguientes condiciones (Beneficios a Clientes Final):

Año	Tramo de consumo	Precio aplicado a clientes regulados
2022	≤350 kWh/mes	Precio del período anterior ajustado por IPC
	>350 kWh/mes y ≤500 kWh/mes	Precio del período anterior ajustado por IPC + 5%
	>500 kWh/mes	Precio del período anterior ajustado por IPC + 15%
A partir de 2023	≤350 kWh/mes	Precio del período anterior ajustado por IPC + incremento máximo de 5%
	>350 kWh/mes y ≤500 kWh/mes	Precios de nudo promedio, no pudiendo exceder en más de 10% precios del período anterior ajustados por IPC
	>500 kWh/mes	Precios de nudo promedio

Para el caso de los sistemas medianos, las componentes de energía y potencia serán estabilizadas y fijadas semestralmente considerando lo anterior y las demás disposiciones del proyecto de ley.

En los informes de los decretos de precios de nudo promedio, CNE contabilizará los Beneficios a Clientes Final aplicados por cada empresa distribuidora en las facturaciones mensuales del periodo semestral anterior, considerando una tasa anual de reajuste que deberá ser aprobada por el Ministerio de Hacienda.

Los clientes sometidos a fijación de precios que opten por cambiar al régimen de precios libres, a partir de la vigencia de esta ley y hasta el término del mecanismo de estabilización, deberán participar en igualdad de condiciones con el resto de los clientes regulados y en igualdad de condiciones entre tales clientes libres, a través de una componente específica que se adicionará al peaje de distribución conforme lo determine la Comisión Nacional de Energía.

A partir de 2023, mientras no se pague la totalidad de los saldos del MPC y siempre que se determinen alzas para las tarifas de los clientes regulados cuyo consumo promedio no supere los 350 kWh/mes o que se fije un cargo MPC para ellos, el Ministerio de Hacienda realizará aportes de hasta 20 MUSD/año al Fondo de Estabilización de Tarifas, que complementarán el pago adicional considerado en el Cargo por Servicio Público.

Durante 2022, el Ministerio de Hacienda efectuará un aporte de hasta 15 MUSD al Fondo de Estabilización de Tarifas, los que deberán ser utilizados para contener alzas que se determinen con ocasión de la fijación tarifaria de precios de nudo promedio para las tarifas de los clientes regulados cuyo consumo promedio no sea superior a 350 kWh/mes.



Ley que Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad

El 21 de noviembre fue publicada la Ley N° 21.505, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos con el fin de promover el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, cuyo principal propósito consiste en fomentar la participación de energías renovables en la matriz eléctrica, mediante la promoción de las tecnologías de almacenamiento y habilitar la conexión eficiente de sistemas de generación y consumo renovables al sistema eléctrico, y promover la venta de vehículos eléctricos mediante exenciones en los permisos de circulación, e incentivos a la participación de este tipo de vehículos en el mercado eléctrico.

Entre los principales aspectos regulados por la ley, destacan:

- Se habilitan los sistemas de almacenamiento puros - no asociados a centrales generadoras - para recibir ingresos por energía y potencia en el mercado de generación del Sistema Eléctrico Nacional.

- Se conceptualizan los sistemas de generación-consumo como aquella infraestructura que comparte generación eléctrica renovable y consumos, precisando la forma en que dichas instalaciones pagarán el uso de transmisión que utilizan por sus consumos.

- Se habilita una rebaja transitoria - por ocho años - del costo del permiso de circulación de vehículos eléctricos, considerando una exención total en los primeros dos años, la que irá disminuyendo gradualmente hasta el octavo año. Adicionalmente, se establece que los vehículos eléctricos e híbridos con recarga eléctrica exterior, así como también otros calificados como cero emisiones por resolución exenta del Ministerio de Energía, cuyo año de fabricación corresponda al año 2021 en adelante, quedarán exentos del pago del impuesto anual por permiso de circulación por dos años.

- Se habilita a los vehículos eléctricos que cuenten con baterías para poder conectarse a la red de distribución y así poder inyectar energía al sistema.

Proyecto de Ley que Impulsa la Participación de las Energías Renovables en la Matriz Energética Nacional

Durante el año 2022 prosiguió la tramitación del Proyecto de Ley que Impulsa la Participación de las Energías Renovables en la Matriz Energética Nacional (Boletín 14.755-08), presentado por el Ejecutivo al Congreso Nacional el 15 de diciembre de 2021, y cuyo objeto es acelerar la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica mediante:

- El aumento de las metas de generación a gran escala (obligación de las empresas generadoras de electricidad de comercializar al menos un 40% de Energías Renovables No Convencionales a 2030 y un 30% en cada bloque temporal dentro del día; aumento de límite de netbilling de 300 kW a 500 kW).

- El establecimiento de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía (obligación del Coordinador Eléctrico Nacional de contar con sistemas de información para el seguimiento y registro de trazabilidad de la energía renovable que se comercializa).

- Incentivos a la generación distribuida (reconocimiento de beneficios en ahorros en transmisión; facilitación del procedimiento de conexión, incluyendo una tarificación de los costos de conexión).

En particular, en sesión del 18 de enero de 2023, la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados despachó el proyecto de ley, aprobando las nuevas indicaciones introducidas por el Ejecutivo que recogen las redacciones consensuadas con la Comisión, debiendo continuar su primer trámite constitucional en la Comisión de Hacienda de la Cámara.

Política Energética Nacional

Mediante Decreto N° 10-2022, publicado el 18 de mayo de 2022 en el Diario Oficial, el Ministerio de Energía aprobó la Política Energética Nacional 2050, en su primera actualización quinquenal. El Ministerio de Energía será el encargado de liderar su implementación y realizar su seguimiento, el cual deberá incluir, al menos, la elaboración de un informe de seguimiento anual e informar de sus avances al Consejo de la Sociedad Civil de dicho organismo.

En términos resumidos, en la referida política se definen:

Tres propósitos	• Protagonistas de la ambición climática (Energía sin emisiones) • Energía para una mejor calidad de vida (Acceso equitativo, Ciudades energéticamente sustentables, Transporte sustentable, Educación ciudadana en energía) • Nueva identidad productiva de Chile (Desarrollo económico inclusivo, Más capital humano, Sustentabilidad social y ambiental del desarrollo energético, Industria eficiente y sustentable, Desarrollo local y descentralización).
Dos pilares esenciales	• Sistema energético resiliente y eficiente (Suministro de energía confiable y de calidad, Sistema eléctrico para el empoderamiento de las personas) • Una nueva forma de construir políticas públicas (Políticas públicas participativas, Inserción equilibrada en los territorios, Información para la transición energética, Coordinación, gobernanza y diálogo)
Principales metas	• 100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030 • 60% menos emisiones anuales de GEI en sector energético al 2050 • 70% de reducción de contaminación por material particulado 2,5 • Precio al carbono de al menos 35 USD por tonelada de CO2 equivalente al año 2030 • 100% de leña seca en todos los centros urbanos al 2030 • 100% de las edificaciones nuevas, residenciales y no residenciales, son “consumo energía neta cero” • 100% de las ventas de vehículos livianos y medianos nuevos, y las nuevas incorporaciones de transporte público urbano, son cero emisiones al año 2035 • 100% acceso a electricidad para todos los hogares al 2030 y al 2040 energía limpia de bajas emisiones para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos • 6.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050 (2.000 MW al 2030) • Al 2040, Chile cuenta con los más altos estándares del mundo en confiabilidad y resiliencia del sistema energético • 1 hora máximo de indisponibilidad de suministro eléctrico promedio en el país al 2050 año con menor nivel de dispersión a nivel comunal en relación al 2021 • Capacitación de 18.000 y certificación de al menos 9.000 personas al 2030 • 500 MW de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica al 2050 (100 MW al 2030) • Paridad de género en cargos directivos y en remuneraciones de organismos públicos y privados del sector energía al 2040 • 25% de mejora de la intensidad energética de grandes consumidores de energía al 2050 • Todos los nuevos proyectos energéticos incorporan medidas de resguardo de los ecosistemas al 2030 • El total de las controversias asociadas a proyectos de energía al 2050 son abordadas por medio del diálogo y/o mecanismo de resolución de controversias • 100% de las políticas e instrumentos del sector energético se diseñan, implementan, monitorean o evalúan considerando procesos participativos al 2050 • Consejo permanente de la Política Energética de Chile, creado y formalizado en 2022

Agenda de Energía 2022-2026

El 25 de agosto de 2022, el Ministro de Energía dio a conocer la Agenda de Energía 2022-2026, la cual contempla 8 ejes temáticos:

- Acceso equitativo a energía de calidad.
- Matriz energética limpia.
- Desarrollo energético seguro y resiliente.
- Transición energética justa e infraestructura sustentable.
- Descentralización energética.
- Empoderamiento ciudadano y democratización de la energía.
- Innovación y crecimiento económico inclusivo.
- Modernización de la gestión pública.

Adicionalmente, se definen 34 líneas de trabajo y 123 medidas, destacando:

Línea de trabajo	Medidas
Acceso a energía a precio justo	Revisión y perfeccionamiento de los mecanismos de equidad tarifaria existentes, incorporando a los sistemas medianos y aislados.
Acceso a energía térmica y eléctrica de calidad en zonas rurales y rezagadas	Revisión y modernización de la regulación de la distribución eléctrica para mejorar la provisión de los servicios y asegurar su calidad en zonas alejadas de centros urbanos; mesa de trabajo con el Ministerio de Desarrollo Social y Familia, con la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo y con otros órganos pertinentes, para actualizar la metodología de electrificación rural; actualización de Mapa de Vulnerabilidad Energética.
Energía de calidad	Aumento de las capacidades y mecanismos de fiscalización; acuerdos entre actores que apunten a mejorar la satisfacción del servicio recibido por los usuarios (mesa de trabajo público-privada entre Estado, consumidores energéticos organizados y distribuidoras que permita analizar las principales dificultades, propuestas de medidas de mejoramiento y planes de contingencia que cuenten con validación social, que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico y la respuesta de SEC); revisión de medidas que mejoren la calidad de servicio de al menos las 20 comunas con índices de indisponibilidad más críticos; mejorar la Ley N°21.304 sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes.
Expansión de los sistemas eléctricos	Modificaciones regulatorias que permitan mejorar el desarrollo de obras de transmisión eléctrica, con el objeto de disminuir limitaciones de capacidad en zonas que se han identificado como propicias para al desarrollo energético renovable; impulso de una Ley para Sistemas Medianos que se haga cargo de la transición energética e impulse un desarrollo energético limpio; impulso en el desarrollo de capacidades técnicas y operacionales del sistema energético para habilitar el despliegue progresivo de los medios de generación distribuida y una mayor interacción de la demanda con los sistemas eléctricos, a través de una estrategia de digitalización del sector y de una reforma a la Ley General de Servicios Eléctricos.
Seguridad de suministro	Plan sectorial de gestión de riesgos de desastres en energía, estableciendo medidas y acciones permanentes; regularización de los sistemas eléctricos residenciales en cuanto a conexiones eléctricas y cableado, para asegurar un uso seguro de la electricidad al interior de las viviendas.
Mejores políticas en cuanto a resiliencia y adaptación	Cambios necesarios para que la regulación, la planificación y la normativa energética incorporen explícitamente la resiliencia y adaptación al cambio climático.
Planes de transición energética justa	Análisis del mecanismo de equidad tarifaria para que no se pierdan los beneficios por generación local en las comunas donde se retirarán centrales a carbón.
Medios energéticos distribuidos	500 MW de energía renovable instalados en generación distribuida, incluyendo sistemas unitarios y comunitarios.
Reactivación económica	Durante 2022, mediante un mecanismo transitorio de estabilización, luego de ello, impulso a la creación de un fondo de estabilización que contendrá un mecanismo solidario en donde los que más consumen aportarán más.
Transporte sustentable y electromovilidad	Despliegue de la electromovilidad, expandiendo la infraestructura de la red de carga en regiones y difundiendo información clara.
Eficiencia y sustentabilidad	Implementación del Plan Nacional de Eficiencia Energética; aceleración de la implementación de sistemas de gestión de la energía en grandes consumidores.
Modernización regulatoria del sector	Transformación del segmento de distribución del sector eléctrico con el fin de promover tarifas más equitativas y mejorar la calidad del servicio eléctrico; revisión y propuestas de cambios a la Ley Eléctrica, abordando el segmento de la transmisión y la incorporación de almacenamiento; impulso a las reformas necesarias e incentivos que permitan contar con un nuevo modelo para el mercado energético que habilite la transición energética.

Gestión Energética de Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía y de los Organismos Públicos

Mediante Decreto N° 28-2021, publicado el 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía aprobó el Reglamento sobre Gestión Energética de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE) y de los Organismos Públicos, al que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N° 21.305.

Los principales contenidos del referido reglamento dicen relación con:

- El procedimiento para informar los consumos de energía y las acciones de eficiencia energética realizadas y proyectadas.
- Los mecanismos y requisitos para la implementación de los sistemas de gestión de energía (SGE).
- La forma de efectuar las auditorías de los SGE.
- El procedimiento de aprobación de las empresas auditoras.
- La forma de comprobar la vigencia y operación de las normas chilenas o su equivalente internacional.
- Los reportes que debe emitir el Ministerio de Energía sobre los avances y proyecciones de consumo de energía y eficiencia energética.
- Las demás materias a que se refiere el artículo 2° de la Ley N° 21.305.

Asimismo, el reglamento regula la obligación de reporte de los consumos de energía por parte de los organismos públicos indicados en el inciso primero del artículo 5° de la referida ley, así como las modalidades para el cumplimiento de dicha obligación.

Estrategia Nacional de Electromovilidad

Mediante Resolución Exenta N° 8-2022, publicada el 24 de febrero en el Diario Oficial, el Ministerio de Energía aprobó la Estrategia Nacional de Electromovilidad del 18 de enero de 2022, cuyo objetivo es establecer ejes estratégicos, así como medidas y metas específicas que permitan el desarrollo acelerado y sostenible del transporte eléctrico desde una perspectiva integral, global y participativa.

Las principales metas definidas son: 100% de las nuevas incorporaciones al transporte público urbano sean vehículos cero emisiones al 2035, 100% de ventas de vehículos livianos y medianos sean cero emisiones al 2035, 100% de las ventas de vehículos para el transporte de pasajeros interurbano y transporte terrestre de carga sean cero emisiones al 2045, 100% de las ventas de maquinaria (minera, forestal, construcción y agrícola) de más de 560 kW sea cero emisiones a partir del 2035 y de más de 19 kW a partir de 2040.

Transición Energética Leña-Electricidad

Mediante Resolución Exenta N° 878-2022, publicada el 16 de diciembre, CNE modificó el artículo 4° transitorio de la Resolución Exenta Nº 164-2010 de ese mismo organismo (mecanismo de ofertas de los generadores para reducciones o aumentos temporales de consumo de energía), extendiendo de 2 a 3 años el periodo durante el cual es factible reemplazar, por un método de estimación de aumentos de consumo, la solución de medición a que hace referencia el artículo 67° de la RE N°164-2010, salvo en el caso de consumos asociados a Ofertas Empaquetadas que contemplen uno o más equipos de consumo asociados a la reconversión energética residencial.

Reglamento sobre Suministro de Electricidad para Personas Electrodependientes

El 9 de mayo de 2022 se publicó el Decreto N° 65-2021, del Ministerio de Energía, mediante el cual se aprobó el Reglamento sobre Suministro de Electricidad para Personas Electrodependientes, contemplado en el artículo transitorio de la Ley N° 21.304.

Posteriormente, mediante Oficio N° 119297-2022 del 1 de junio, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas concesionarias la aplicación inmediata de:

- Metodología de trabajo para priorizar el restablecimiento del servicio eléctrico frente a interrupciones de suministro a los usuarios finales donde residan Personas Electrodependientes.

- El aviso con 5 días hábiles de anticipación a la Persona Electrodependiente o a su representante legal o apoderado, en el caso de interrupciones programadas.

- El establecimiento de canales preferentes para la atención y registro de las solicitudes, así como para la gestión de eventos de interrupciones de suministros tanto programadas o no.

El cumplimiento de la referida instrucción debe quedar documentado en caso de que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles necesitare disponer de él.

Plan de Trabajo Anual para la Normativa Técnica

El 24 de agosto, mediante Resolución Exenta N° 653-2022, CNE rectificó el "Plan Normativo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica correspondiente al año 2022", aprobado mediante Resolución Exenta N° 549-2021, agregando el procedimiento correspondiente a la Modificación Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Por otra parte, mediante Resolución Exenta N° 892-2022 del 14 de diciembre, CNE aprobó el "Plan Normativo Anual para la Elaboración y Desarrollo de la Normativa Técnica correspondiente al año 2023", en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En dicho Plan de Trabajo se incluyen los procedimientos normativos que iniciarán o continuarán su desarrollo durante el año 2023, según se muestra a continuación:

1. Trabajo normativo sobre declaración de costos variables.

2. Trabajo normativo sobre programación de la operación.

3. Trabajo normativo sobre funciones de control y despacho.

4. Modificaciones norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

5. Elaboración anexo técnico requisitos sísmicos para instalaciones eléctricas de alta tensión, de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

6. Modificación norma técnica de conexión y operación de PMGD.

7. Elaboración norma técnica de ciberseguridad y seguridad de la información.

8. Modificación norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.

9. Modificación norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

- Con el objeto de contar con un marco normativo que permita una adecuada coherencia en la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, los procedimientos normativos identificados en los numerales 1) a 3) del Plan Normativo Anual 2023 serán sistematizados y unificados en una única norma técnica denominada "Norma técnica de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional".

Valor Agregado de Distribución 2020-2024

Durante 2022 continuó desarrollándose el Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, correspondiente al cuadrienio 2020-2024, adjudicado al consultor INECON, INGENIEROS Y ECONOMISTAS CONSULTORES S.A.

Al respecto, mediante diversas resoluciones exentas emitidas en el transcurso de 2022, CNE comunicó cambios en los representantes de los integrantes del Comité del Estudio de Costos, establecido en el inciso 13° del artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual se encuentra conformado por el Ministerio de Energía (2 representantes), CNE (2 representantes), Enel Distribución, CGE, Chilquinta y, como miembro adicional, SAESA.

En este marco, mediante Resolución Exenta N° 8-2022 del 5 de enero, CNE otorgó plazo para que el consultor presente una nueva versión de su Informe Final hasta el 31 de enero de 2022, lo que se materializó en esta fecha. El 16 de febrero y el 8 de marzo de 2022, las empresas y cooperativas representadas en el Comité del Estudio presentaron sus observaciones a esta segunda versión del Informe Final Definitivo del consultor.

El 3 de mayo, el consultor hizo entrega de la tercera versión del Informe Final Definitivo, la que fue aprobada el 2 de junio por el Comité del Estudio, lo que fue comunicado por CNE mediante Resolución Exenta N° 384-2022 del 7 de junio.

Tras ello, el 30 de junio, las empresas concesionarias de distribución y los participantes inscritos en el proceso, presentaron sus observaciones a la tercera versión del Informe Final Definitivo del "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio 2020 - 2024".

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 918-2022 del 23 de diciembre, CNE aprobó el Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020–noviembre 2024 y notificó la publicación de los antecedentes de respaldo en el sitio web de dicho organismo.

Así, el 19 de enero de 2023 las empresas concesionarias de distribución y los participantes inscritos en el proceso presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias respecto del Informe Técnico de CNE, cuyas Audiencias Públicas se realizaron los días 8, 9 y 10 de febrero.

Según lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la ley 21.194, el dictamen del Honorable Panel de Expertos deberá ser evacuado en el plazo de treinta días hábiles, contado desde la celebración de la audiencia pública. Sin perjuicio de ello, conforme se establece en el inciso final del artículo 34 del Reglamento del Panel de Expertos, aprobado mediante Decreto N° 44-2017, del Ministerio de Energía, en casos calificados, el Panel de oficio podrá ampliar el plazo para evacuar su dictamen hasta por la mitad del plazo original, priorizando las discrepancias presentadas en el marco de procesos regulados establecidos en la Ley y por una única vez en cada discrepancia.

Valor Agregado de Distribución 2024-2028

Mediante Resolución Exenta N° 330-2022 del 4 de mayo, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 183º de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE fijó las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución correspondiente al cuadrienio comprendido entre noviembre de 2024 y noviembre de 2028, dando inicio con ello al citado proceso tarifario.

Posteriormente, tras ponderar las observaciones efectuadas por las empresas, mediante Resolución Exenta N° 432 del 13 de junio, rectificada por la Resolución Exenta N° 589 del 27 de julio, CNE fijó las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución correspondiente al cuadrienio comprendido entre noviembre de 2024 y noviembre de 2024, dejando sin efecto la Resolución Exenta N° 330-2022.

Al respecto, CGE y EDELMAG fueron clasificadas en el área típica 4, siendo CGE la empresa de referencia. Por otro lado, en su Resolución Exenta N° 678-2022 del 29 de agosto, CNE aprobó y comunicó las "Bases Técnicas Preliminares para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución".

El 29 de septiembre de 2022 se presentaron las observaciones a las señaladas bases, por lo que, a través de la Resolución Exenta N° 29-2023 del 20 de enero de 2023, CNE aprobó y comunicó las "Bases Técnicas Corregidas para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica.

El 3 de febrero se presentaron las discrepancias respecto de las Bases Técnicas Corregidas ante el Panel de Expertos, el cual programó la audiencia pública para el 3 de marzo de 2023.

Tarificación de los Sistemas Medianos 2022- 2026

El 14 de marzo de 2022, en el marco de la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, correspondientes al cuadrienio 2022-2026, el consultor SYSTEP hizo entrega del primer informe de avance, el cual fue remitido por EDELMAG a CNE. Dicho informe incluye los análisis y resultados preliminares relacionados con:

- Proyección de demanda para el horizonte de planificación.

- Identificación y caracterización de las instalaciones existentes, así como de los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

- Estudio y evaluación de alternativas tecnológicas presentes en el mercado asociadas a instalaciones de generación y transmisión, así como los costos de flete, internación, servicios e instalación asociados.

- Determinación de los costos variables de operación del año 2020 (escenario base para los cálculos del CID).

El 21 de febrero de 2022, CNE comunicó al consultor los antecedentes de proyectos candidatos al Catastro de Proyecto recibidos por dicho organismo.

El 23 de febrero de 2022, el Panel de Expertos emitió su dictamen desestimando las discrepancias presentadas por la empresa CUCHILDEO respecto de las Bases Definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, correspondientes al cuadrienio 2022-2026. Consecuentemente, mediante Resolución Exenta N° 120-2022 del 3 de marzo, la Comisión Nacional de Energía aprobó las referidas bases definitivas, considerando el dictamen del Panel de Expertos.

El 14 de marzo, mediante Resolución Exenta N° 150-2022, CNE comunicó los costos unitarios recomendados de instalaciones de generación, para la realización del Estudio de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, en conformidad con lo establecido en el artículo 16° del Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos -Decreto 220-2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción- y en el número 4, Tratamiento de las Instalaciones Existentes, de las Bases Técnicas, la Comisión Nacional de Energía.

En este contexto, el 17 de marzo de 2022, de acuerdo a lo establecido en el número 4 de las Bases Técnicas, EDELMAG comunicó, fundadamente, su rechazo a la referida recomendación de precios unitarios.

Por otro lado, el 29 de marzo de 2022 las empresas presentaron a la Comisión Nacional de Energía el segundo informe de avance elaborado por el consultor SYSTEP, incluyendo los análisis relacionados con:

- El tratamiento de las instalaciones existentes (identificación y caracterización de las instalaciones e infraestructura; valorización; estructura de personal y gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización; costos variables de operación y fallas).

- La determinación de la proyección de demanda de energía y potencia para el periodo de planificación.

- El plan de expansión óptimo.

- La determinación del costo incremental de desarrollo.

Luego, el 29 de abril de 2022, las empresas presentaron a la Comisión Nacional de Energía el Informe Final elaborado por el consultor SYSTEP. Posteriormente, mediante Oficio 323-2022 del 12 de mayo, CNE solicitó, respecto del Informe Final elaborado por el consultor SYSTEP:

- La incorporación de algunos antecedentes y respaldos necesarios para que el estudio sea autocontenido, permitiendo su revisión y la reproducción de sus resultados.

- La inclusión del rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión, considerando al menos la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras y de las instalaciones de transmisión de mayor relevancia, y el precio y disponibilidad de combustibles.

Así, el 18 de mayo de 2022, se hizo traslado de la respuesta del consultor SYSTEP al requerimiento de información efectuado por CNE. En esa misma oportunidad, SYSTEP hizo entrega de una versión actualizada del Informe Final, resultante de la incorporación de algunas correcciones menores, cuya recepción fue confirmada por CNE mediante Oficio 346-2022 del 25 de mayo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 177° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Posteriormente, el 5 de julio se hizo entrega de una versión actualizada del Informe Final elaborado por el consultor SYSTEP, debido principalmente a la

revisión de los Costos Variables No Combustibles (CVNC) de algunas de las unidades de generación y de pequeñas inconsistencias detectadas, a partir de lo cual, mediante Oficio 457-2022 del 13 de julio, CNE comunicó una nueva recepción del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

El 7 de diciembre, mediante Resolución Exenta N° 883-2022, aprobó el Informe Técnico Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, correspondiente al cuadrienio 2022 – 2026, respecto del cual, el 29 de diciembre de 2022, EDELMAG comunicó a CNE sus observaciones y manifestó su desacuerdo.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 43° del "Reglamento de Sistemas Medianos", aprobado mediante Decreto 229-2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión debe enviar los antecedentes al Panel de Expertos, el que resolverá en el plazo de quince días contado desde la celebración de la audiencia pública del citado proceso.

Licitación de Suministro 2022/01

El proceso "LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2022/01", cuyas Bases Definitivas fueron aprobadas mediante Resolución Exenta N° 83-2022 de CNE, contempló un total de 5.250 GWh/año, incluida una componente variable del 5%, vigente desde el 1 de enero de 2027 hasta el 31 de diciembre de 2041, compuesto por 3 bloques horarios, dividido cada uno en 250 sub-bloques:

- Bloque 1A, por 1.638 GWh/año, destinado a abastecer consumos entre las 00:00h y las 07:59h y entre las 23:00h y 23:59h.
- Bloque 1B, por 2.310 GWh/año, destinado a abastecer consumos entre las 08:00h y las 17:59h.
- Bloque 1C, por 1.302 GWh/año, destinado a abastecer consumos entre las 18:00h y las 22:59h.

En las bases se estableció que todo proponente deberá respaldar su propuesta mediante fuentes de generación, nuevas o existentes, cuyo combustible primario sea distinto al carbón, petcoke, petróleo diésel o fuel-oil N°6.

Además, el Suministrador podrá optar a extender el Período de Suministro por un Período de Suministro Complementario con ocasión de la elaboración de las Bases de Licitación del primer proceso licitatorio con inicio de suministro entre los años 2042 y 2044. Dicho Período de Suministro Complementario tendrá la siguiente vigencia, según lo que se cumpla primero:

- Hasta que se facture el remanente de energía equivalente a la diferencia entre el total acumulado de energía efectivamente facturada por el Suministrador y el total acumulado de energía comprometida por la componente base del Bloque de Suministro durante el Período de Suministro, o,
- Hasta que se cumplan 3 años a partir de la fecha de término del período de suministro original, es decir hasta el 31 de diciembre de 2044.

El 01 de julio de 2022, se realizó el acto de recepción de propuestas. Presentaron ofertas las empresas: Colbún S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Enel Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A., WPD Malleco SpA, FRV Delopment Chile I SpA, Innergex Energía Renovable SpA, Inversiones La Frontera Sur SpA, Zapaleri SpA, PE Cancura SpA, PE Vergara SpA, Pacific Hydro Chile S.A., Copiapó Energía Solar SpA, Likana Solar SpA y OPDE CHILE SPA.

Mediante Resolución Exenta Reservada N° 496 de 29 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía determinó el Precio de Reserva, en el marco del proceso LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2022/01:

Bloque de Suministro	Precio de reserva (US$/MWh)
Bloque de Suministro 1-A	41,000
Bloque de Suministro 1-B	41,000
Bloque de Suministro 1-C	45,500

El 21 de julio de 2022 se efectuó la apertura de las ofertas económicas y el 22 de julio de 2022 se dio por finalizada la primera etapa de adjudicación.

Al respecto, la combinatoria óptima seleccionada según el mecanismo de evaluación de la primera etapa no permitió abastecer la totalidad del bloque de suministro licitado, dando inicio a la subasta de la segunda etapa de acuerdo a lo dispuesto en las Bases del Proceso de Licitación.

Así, el 29 de julio de 2022 se efectuó la recepción de las ofertas económicas en el marco de la etapa de subasta de segunda etapa del proceso y, el 1 de agosto de 2022, se realizó la apertura de dichas ofertas, no abasteciéndose completamente la energía subastada de segunda etapa, por lo tanto, se procedió a adjudicar la combinación de ofertas que minimizara el precio nivelado medio ponderado del conjunto de sub-bloques de suministro horarios N°1-A, N°1-B y N°1-C, sujetos a la condición de abastecer igual número de sub-bloques en cada bloque de suministro horario, adjudicándose un 14,8 % del total de energía licitada, obteniéndose los siguientes resultados finales de adjudicación para el proceso:

Bloque de Suministro 1-A:

Oferente	Cantidad de Sub-bloques	Energía (GWh/año)	Precio (US$/MWh)
Zapaleri SpA	6	39,312	38,359
FRV Development Chile I SpA	31	203,112	37,190
Total	37	242,424	37,380

Bloque de Suministro 1-B:

Oferente	Cantidad de Sub-bloques	Energía (GWh/año)	Precio (US$/MWh)
Zapaleri SpA	6	55,440	38,359
FRV Development Chile I SpA	31	286,440	37,190
Total	37	341,880	37,380

Bloque de Suministro 1-C:

Oferente	Cantidad de Sub-bloques	Energía (GWh/año)	Precio (US$/MWh)
Zapaleri SpA	6	31,248	38,359
FRV Development Chile I SpA	31	161,448	37,190
Total	37	192,696	37,380

Los contratos resultantes de este proceso comprenden un periodo de suministro de 15 años, desde el 1 de enero 2027 hasta el 31 de diciembre 2041.

Principales bienes producidos y/o servicios prestados y los principales mercados

CÓDIGO CMF: 6.2 I.

CGE presta el servicio de distribución de electricidad que contempla el transporte de electricidad por las redes de distribución y el suministro a clientes regulados de su zona de concesión. Esta actividad la desarrolla a través de CGE y de su filial Edelmag, las que en conjunto distribuyen energía en concesiones ubicadas entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de La Araucanía, incluyendo parte de la Región Metropolitana y la Región de Magallanes.

Adicionalmente prestan servicios asociados el suministro de electricidad no consistente en energía eléctrica, prestados en su zona de concesión, en las condiciones definidas por la autoridad. Estos servicios corresponden a venta de empalmes, arriendo de medidores, equipos e instalaciones, servicio de despacho postal, atención de servicios domiciliarios y conexiones de pequeños medios de generación distribuida y generación distribuida o netbilling.

Número de proveedores que representen en forma individual, al menos el 10% del total de compras

CÓDIGO CMF: 6.2 III

CGE al cierre del período tiene dos proveedores que concentran más del 10% del total de las compras efectuadas en el período por el suministro de bienes y servicios del segmento

Número de clientes que concentren en forma individual, a lo menos, un 10% del ingreso del segmento

CÓDIGO CMF: 6.2 IV

Al 31 de diciembre de 2022, no existen clientes que concentren más del 10% de los ingresos.



Gestión financiera



Marcha de la compañía

Análisis de resultados de 2022-2021

El EBITDA consolidado se ubicó en MM$148.488 con un aumento de MM$14.747 en comparación al ejercicio del año anterior, explicado por el aumento del EBITDA del sector eléctrico y compensado en parte por el menor EBITDA del sector Servicios.

A continuación, se detalla la información por sector:

El EBITDA del Sector Electricidad registró un aumento de MM$14.914 respecto al 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a los siguientes factores:

Aumento de los ingresos de operación por MM$626.494, explicados por mayores ingresos de venta de actividades ordinarias por MM$620.007, asociado a una mayor venta de energía, efecto de la indexación y cambio en la provisión de la fijación tarifaria del cuadrienio 2020-2024, compensado parcialmente por menores ingresos de transmisión producto de la división societaria.

Por otra parte, los costos de operación aumentaron en MM$611.579, explicado mayoritariamente por un aumento de la compra de energía por MM$659.230 principalmente por mayor venta de energía y efecto de la indexación.

El EBITDA del Sector Servicios registró una disminución de MM$167, lo que se explica porque el EBITDA de MM$167 generado en la filial Tusan S.A. a septiembre de 2021, luego de la división societaria de CGE, dicha subsidiaria consolida con la sociedad CGE Transmisión S.A.

Análisis de resultados 2022 – 2021

Cifras en MM$	Dic-22	Dic-21	% variación
Ingresos de Operación [1]	2.209.158	1.591.071	38,8%
Costos de Operación [2]	-2.060.670	-1.457.331	41,4%
EBITDA [3]	148.488	133.740	11,0%
Depreciación y amortización	-64.237	-81.363	-21,0%
Resultado de explotación [4]	84.250	52.377	60,9%

(1) Ingresos de Operación = Ingresos de actividades ordinarias + Otros ingresos por función.
(2) Costos de Operación = Costo de ventas + Gastos de administración + Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9 + Otros gastos por función + Otras ganancias (pérdidas), descontando la Depreciación y Amortización.
(3) EBITDA= Ingresos de operación (1) + Costos de operación (2).
(4) Resultados de explotación = (3) + Depreciación y Amortización.

Depreciación y Amortización del ejercicio

La Depreciación y Amortización del período presentó una disminución de MM$17.125 respecto al mismo período del año anterior, asociado a la disminución del activo fijo de la Compañía producto de la división societaria.

Resultado de Explotación

El Resultado de Explotación de CGE aumentó en MM$31.873 respecto a diciembre de 2021, explicado por el mayor EBITDA de MM$14.747 y por la menor depreciación y amortización, mencionados anteriormente. mencionados anteriormente.

Resultado Fuera de la Explotación

El Resultado Fuera de Explotación disminuyó en MM$17.340 respecto a diciembre de 2021, lo que se explica principalmente por:

- Disminución en el gasto financiero neto por MM$2.603, lo que se explica por mayores ingresos financieros por MM$8.904 asociados principalmente a una mayor tasa de colocación de los excedentes de caja, compensado parcialmente por un aumento de los costos financieros por MM$6.301, debido a la provisión de intereses asociada a los convenios de largo plazo sin tasa de interés otorgados a clientes producto de la implementación de la Ley No. 21.423 mencionada anteriormente por MM$7.005, mayores costos financieros asociados a los bonos por MM$1.568 (efecto inflacionario) y otros mayores gastos por MM$6.918, asociados en parte a mayores intereses de la cuenta corriente mercantil y mayores intereses de beneficios al personal. Lo anterior compensado por menores gastos asociados a los créditos bancarios por MM$9.190, por su traspaso a CGE Transmisión dada la división societaria.

- La variación positiva de la partida diferencias de cambio por MM$2.944, se explica principalmente por la variación neta de la indexación de cuentas por cobrar y pagar denominadas en dólares.

- La variación negativa de la partida unidad de reajustes en MM$22.887 se explica por el impacto del incremento de la UF en los bonos sin cobertura. La variación de la UF a diciembre de 2022 fue de 13,3%, cifra mayor a la variación de 6,6% para el mismo período del año 2021.

Impuesto a las Ganancias

Al 31 de diciembre de 2022, el impuesto a las ganancias tuvo un efecto positivo en relación al mismo período del año anterior de MM$18.382, producto del reconocimiento del ingreso de activos por impuestos diferidos de la pérdida fiscal, variación que se explica por el mayor gasto fiscal en el ejercicio 2022 generado por el efecto inflacionario.

Ganancia Atribuible a los propietarios de la Controladora

Con lo anterior, al 31 de diciembre de 2022, la ganancia atribuible a los controladores alcanzó a MM$38.433, con un aumento de MM$33.108 en comparación con el cierre del ejercicio 2021.

Política y plan de inversión

CÓDIGO CMF: 4.3

CGE es una empresa que por sí y a través de empresas filiales posee una presencia significativa en el sector electricidad, especialmente en distribución. Para llevar a cabo estas actividades, CGE a nivel consolidado invirtió MM$193.499 durante 2022 destinados fundamentalmente al crecimiento orgánico de distribución, renovación de equipos y mejoras en calidad de suministro para cumplimiento de la Norma Técnica del sector, e iniciativas orientadas en control de pérdidas de energía.

Para el ejercicio 2023, CGE tiene contemplado un plan de inversiones consolidado destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de la demanda y de clientes, continuar con inversiones enfocadas en el cumplimiento de la norma técnica de distribución, impulsada por la Comisión Nacional de Energía a fines de 2017, lo que permitirá aumentar la capacidad de automatismo y seguir con la renovación tecnológica de la red, para mejorar la calidad de suministro y reducir las pérdidas de energía.

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$148.488 en el ejercicio 2022.

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 95,3% 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 60,1% en Unidades de Fomento y un 39,9% en pesos chilenos (incluye derivados de cobertura UF/CLP). Adicionalmente, un 5,7% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa variable, mientras que un 94,6% corresponde a bonos y un 5,4% a créditos bancarios.

Al 31 de diciembre de 2022, la deuda financiera neta consolidada de CGE alcanzó MM$845.070, lo que representa un aumento de un 59,4% respecto del año 2021, debido principalmente a la disminución de la caja en MM$190.317 y al aumento de la deuda financiera en MM$124.450 asociado al alza de la UF y a nueva deuda bancaria en CGE y Edelmag.

Entre las actividades del ámbito financiero más destacadas durante 2022 se pueden mencionar las siguientes:

- Se mantienen las clasificaciones de riesgo de CGE de AA- en Fitch Rating y de AA en Feller Rate.
- CGE incurrió en dos nuevos créditos bancarios sin aval cruzado con CGE Transmisión S.A. por un total de MM$27.360 (MM$2.360 en enero 2022 y MM$25.000 en septiembre 2022).

- Nuevo crédito intercompany con State Grid Chile Electricity por MM$4.000 en julio 2022.
- Se renovaron líneas de crédito por un monto de MM$129.000.
- Con respecto a subsidiaria EDELMAG, se pagó un crédito bancario por un total de MM$2.234 en enero 2022, se refinanció un crédito bancario por MM$2.200 en noviembre 2022 y se originaron dos nuevos créditos bancarios por MM$12.000, MM$10.000 en septiembre y MM$2.000 en diciembre.

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 2022 asciende a 6,8 años.

Utilidades

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	38.433.181
Pérdidas acumuladas	-
Utilidad líquida distribuible	38.433.181

Distribución de utilidades

El Directorio propone distribuir la "Ganancia atribuible a los propietarios de la Controladora" ascendente a $38.433 millones, en la siguiente forma:

Utilidad repartida	
Año	(M$)
A pagar dividendo definitivo	11.533.611
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros art. 80 Ley Nº18.046	26.899.570
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	38.433.181

Utilidad repartida con cargo al ejercicio de cada año

CÓDIGO CMF: 2.3.4 III. A.

A continuación, se muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo, considerando que, para el caso del año 2022, supone la aprobación por parte de la Junta Ordinaria de Accionistas del dividendo definitivo a proponer.

Año	Utilidad repartida	
	Utilidad repartida con cargo al ejercicio de cada año a valor histórico en (M$)	Porcentaje de la utilidad del ejercicio
2019	28.278.557	32,15%
2020	18.583.051	30,18%
2021	1.597.738	30,00%
2022	11.533.611	30,01%

Capital y reservas

Al 31 de diciembre de 2022 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 $1.391.896 millones, lo que corresponde a un valor libro de $689,09 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 2022, fue de $431,16 es decir, 0,63 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 2022, quedarían constituidos como sigue:

	M$
Capital Emitido	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas	264.849.837
Otras reservas	-105.380.532
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.391.892.730

Esta distribución considera la reversión de la provisión de dividendos mínimos por un monto de M$ 11.529.954.

Compromiso con los clientes



CGE sitúa a los clientes en el centro de sus operaciones, y por ende, busca dar respuestas rápidas y eficientes, proporcionando un servicio que, además de cumplir con los requisitos legales, sea acorde con sus necesidades y cumpla los compromisos voluntariamente asumidos .

Entre estos compromisos destacan los siguientes:

- Promover una comunicación activa y bidireccional que permita entender las expectativas y opiniones de los clientes y adaptar las respuestas de la empresa a sus necesidades.
- Facilitar las gestiones de los clientes a través de una operativa simple y eficiente.
- Ofertar productos y servicios innovadores que promuevan la eficiencia energética y contribuyan a la sostenibilidad de la sociedad.
- Diversificar y ampliar la oferta comercial incluyendo productos y servicios de alto valor añadido que respondan a la evolución de las necesidades de los clientes.
- Aplicar la innovación tecnológica y las mejoras técnicas disponibles como medio para mantener un suministro eficiente, seguro y sostenible.

Canales de atención

La Compañía ha dispuesto una amplia oferta de canales de atención, tanto no presenciales como presenciales, ofreciendo diversas alternativas para que los clientes elijan la manera en que prefieren contactarse con la Compañía y la que más se adapte a sus posibilidades.

En medio de una creciente digitalización, la Compañía ha optado por potenciar sus canales de

atención digitales, permitiendo que sus clientes puedan realizar la mayor cantidad de trámites o consultas sin necesidad de acudir a una sucursal. Actualmente, CGE además del Call Center, cuenta con los siguientes canales digitales de atención: correo electrónico, sitio web, oficina virtual, Twitter y la nueva aplicación para teléfonos móviles, permitiendo a los clientes realizar cualquiera de los siguientes trámites o consultas de manera remota:

- Consultar el estado de suministro eléctrico
- Ingresar requerimientos por falta de suministro eléctrico.
- Emisión de Certificados.
- Generación de Convenios de Pago.
- Cambios de Nombre.
- Emisión de copia de Boleta.
- Cancelar tu Cuenta.
- Información de Corte en trámite.
- Generación de Reclamos y Solicitudes.

Además de los canales no presenciales, la compañía mantiene oficinas comerciales y puntos de atención en las regiones de:

- Arica y Parinacota
- Tarapacá
- Antofagasta
- Atacama
- Coquimbo
- Valparaíso
- Región Metropolitana
- O'Higgins
- Maule
- Biobío
- Ñuble
- Araucanía

La compañía ha puesto a disposición para la atención de clientes en las Zonas Norte, Centro y Sur del país, oficinas móviles que recorren mensualmente distintas comunas, potenciando y asegurando la atención, para dar respuesta a sus trámites y/o requerimientos.

Iniciativas enfocadas en los clientes

Nueva aplicación 1click CGE

En 2022 se lanzó la aplicación móvil 1click CGE, que busca ser una sucursal virtual desde el teléfono celular. La app permite consultar estado del servicio, pago de cuentas, ingreso de solicitudes y reclamos, consultas comerciales y tickets de emergencia por corte de suministro, entre otros. De esta manera, la Compañía amplia el catálogo de canales de atención digitales con el objetivo de ofrecer soluciones a los clientes que experimentan dificultades para acceder a una sucursal física, y facilitar la comunicación bidireccional con la Compañía. Actualmente la app se puede descargar a través de App Store o Google Play.

Número de clientes

Año	N° de clientes
2022	3.207.254
2021	3.073.367
2020	3.001.347
2019	2.938.820
2018	2.865.800

Nuevas conexiones y Netbilling

La Generación Distribuida o Net Billing, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual estará publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora.

Conexiones de nuevos clientes en 2022

Mes	Conexión de nuevos clientes
Enero	117
Febrero	124
Marzo	169
Abril	128
Mayo	87
Junio	103
Julio	253
Agosto	185
Septiembre	303
Octubre	316
Noviembre	253
Diciembre	191
Total	2.229

Conexiones de Netbilling por año

Año	Conexiones Netbilling
2022	2.229
2021	915
2020	764
2019	1.090
2018	1.763
2017	8

Potencia conectada por año

Año	Potencia conectada MW
2022	19.3
2021	13.86
2020	15.28
2019	8.93
2018	10.35
2017	0.03



Unidad de Personas



Pilares de la gestión

El año 2022 fue un año de importantes cambios en la Compañía, especialmente en términos de estructura y forma de trabajo. Sin embargo, a pesar de eso la Compañía continuo el camino iniciado el 2021 y fortaleció su cultura y el bienestar de los trabajadores.

En esa línea, como una manera de continuar protegiendo la salud de todos, durante la mayor parte del año se mantuvo el trabajo remoto para luego, una vez flexibilizadas las medidas a nivel país, iniciar un retorno gradual entre septiembre y noviembre y en diciembre ejecutar el retorno definitivo, adoptando la modalidad de trabajo mixta, definición que fue muy bien valorada por todos,.

Como una manera contar con un marco común de actuación, que permita ir fortaleciendo una cultura única como CGE, se dio a conocer el **Modelo de Competencias Corporativo**, el cual fue realizado a partir de información relevada a través de entrevistas y mesas de trabajo con el Gerente General, directores y otros niveles de manera que refleje la realidad de la Empresa,

El Modelo está basado en los desafíos que actualmente presenta la Compañía, con visión de futuro, bajo un diseño flexible y actualizable según cambien los desafíos que se deba enfrentar. Considera aspectos actitudinales y conductuales y cuenta con pilares transversales que permiten permear e impulsar una nueva cultura, así como también con elementos de contribución por nivel. Las competencias transversales del modelo son:

Por Nuestros Clientes: capacidad para comprometerse y movilizar los esfuerzos en función de la satisfacción de los diversos clientes externos e internos, escuchándolos, comprendiéndolos y empatizando con sus necesidades, logrando brindar soluciones que aseguren su satisfacción e incluso superen sus expectativas.

Accountability: capacidad para asumir con autonomía y proactividad el desarrollo de sus responsabilidades y tareas, perseverando ante dificultades con el objeto de resolver las situaciones y cumplir con los resultados esperados y los compromisos asumidos, en un marco de excelencia e integridad.

Obtener Resultados en Red: capacidad para trabajar colaborativamente con otras personas, grupos y equipos de la organización, comprendiendo la cadena de valor en la cual se está inserto y desplegando comportamientos que favorecen adecuadas relaciones interpersonales, de manera de contribuir a la construcción y mantención de una sólida red de trabajo en donde todos cumplen un propósito en común.

Evolucionamos Continuamente: capacidad para mostrar flexibilidad ante diferentes escenarios, retos y personas, evidenciando una actitud positiva y curiosa que le permite aprender nuevos conocimientos y habilidades para adaptarse a los nuevos contextos, como también identificar e implementar mejoras e innovaciones para otorgar valor.

El **Modelo de Competencias** será el marco de referencia sobre el cual se basarán los diferentes procesos de Personas, como reclutamiento, selección y desarrollo, por lo que durante el 2023 se consolidará dentro de estos procesos y de la Compañía en general.Otro desafío en 2022 fue continuar potenciando el rol de los líderes en la gestión de sus equipos. Para esto se desarrolló el ciclo de talleres "Herramientas para la Gestión de Personas", en donde cada una de las unidades de la Dirección de Personas preparó un taller sobre sus principales procesos, haciendo énfasis en el rol que cada jefatura tiene en cada uno de ellos. Estos talleres buscaban concientizar a los jefes en que la gestión de sus equipos es parte de su rol y, además, entregarles la información y herramientas necesarias para que puedan realizarlo de la mejor manera posible. Por otro lado, este taller buscaba alinear a los jefes en cuanto a las políticas y procesos de Personas, para que las respuestas, acciones y la experiencia en general de cada trabajador y trabajadora sea similar, independiente de su jefatura, esto con el fin de ir construyendo un relato corporativo más robusto.

Por último, se realizó por segunda vez el Programa de Reconocimiento Individual iniciado el 2021, en donde los líderes de la Compañía tuvieron la oportunidad de reconocer a personas de sus equipos (uno o dos por Dirección o Gerencia, según dotación) que destaquen por los atributos de Accountability, Trabajo en Equipo, Mejora Continua y Calidad de Servicio.

Posteriormente, todos los destacados participaron en la selección del "Reconocido del Año", el cual fue elegido por votación popular por parte de todos los miembros de CGE y fue reconocido por el Gerente General, gerente de Personas y director de su área en una ceremonia que fue compartida con toda la Compañía

Además, siguiendo en la línea del reconocimiento, nuestra compañía obtuvo la Certificación Great Place to Work, la cual indica que pertenecemos al grupo de organizaciones que están construyendo un mejor lugar para trabajar y una mejor sociedad. Esta certificación se obtuvo gracias a la participación de los trabajadores y al reconocimiento que hacen del tiempo invertido en crear un buen ambiente laboral a lo largo de este año. Si bien es una buena noticia también desafía y motiva a seguir trabajando, continuar escuchando a los trabajadores y trabajadoras para continuar haciendo de CGE un gran lugar para trabajar para todos y todas.

En el ámbito de las relaciones laborales, se unificaron los criterios para la interrelación con las organizaciones sindicales y trabajadores, se mantuvieron mesas de trabajo de diversos temas trasversales, con la finalidad de dar respuesta a los diversos requerimientos y velando por el adecuado cumplimiento de las condiciones laborales pactadas individual o colectivamente. Así también, durante este año se llevaron a cabo negociaciones colectivas con 17 organizaciones sindicales del mercado eléctrico y servicios, que representan el 63% de las organizaciones sindicales de la Empresa y abarcaron a trabajadores desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Araucanía, algunas negociaciones en forma anticipada reflejando de esta forma el fortalecimiento de la buena relación con los sindicatos, lo que ha permitido mantener la paz social en las diversas empresas.

Diversidad e inclusión

Acoso laboral y sexual

CÓDIGO CMF: 5.5

CGE cuenta con normas para prevenir y gestionar el acoso laboral y sexual. En el Código Ético como también el Reglamento Interno de Higiene y Seguridad se declara que la Compañía rechaza cualquier manifestación de acoso físico, psicológico, moral o de abuso de autoridad, así como cualquier otra conducta que pueda generar un entorno intimidatorio u ofensivo con los derechos de las personas.

La Compañía vela porque sus trabajadores formen relaciones interpersonales basadas en el respeto y la cordialidad, con el objetivo de crear un entorno de trabajo agradable, saludable y seguro para todos. De la misma forma, las relaciones entre los trabajadores de la compañía y los de las empresas o entidades colaboradoras externas estarán basadas en el respeto profesional y colaboración.

Todos los trabajadores de CGE cuentan con acceso al canal de denuncias para poder realizar de buena fe y sin temor a represalias, consultas o comunicaciones de incumplimientos al Código Ético, incluidas denuncias de acoso sexual o laboral. Además, tienen acceso al Curso Código Ético, donde se puede acceder a contenido relacionado a estas temáticas y el cual se imparte anualmente a todos los nuevos ingresos.

Métricas	2022
Porcentaje del personal capacitado en acoso laboral	0%
Porcentaje del personal capacitado en acoso sexual	0%
Denuncias de acoso sexual[1] presentadas a CGE	0
Denuncias de acoso sexual[1] presentadas a la Dirección del Trabajo	1
Denuncias de acoso laboral[2] presentadas a CGE	1
Denuncias de acoso laboral[2] presentadas a la Dirección del trabajo	1

(1) Número de denuncias de acoso sexual de conformidad con la Ley N°20.005
(2) Número de denuncias de acoso laboral de conformidad con la Ley N°20

Política de equidad

CÓDIGO CMF: 5.4.1

CGE no cuenta con una política de equidad salarial, sin embargo, el modelo de compensaciones de la Compañía tiene como objetivo velar por una retribución equitativa entre los trabajadores de la entidad.

Salud y seguridad laboral

CÓDIGO CMF: 5.6

Política de Salud y seguridad laboral

Como parte de su compromiso con la Seguridad y Salud en el trabajo, la Compañía cuenta con un Sistema Integrado de Gestión que establece las bases para lograr la excelencia y calidad operacional y mejora continua en todos los procesos de CGE.

El Sistema Integrado de Gestión está conformado por las normas de Calidad ISO 9001; Medio Ambiente ISO 14001 y Seguridad y Salud en el Trabajo ISO 45001, la norma ISO 22301 de Continuidad del Negocio y la norma ISO 55001 de Integridad de Instalaciones Eléctricas.

Política de Seguridad y Salud en el trabajo

CGE planifica y desarrolla sus actividades asumiendo que nada es más importante que la seguridad, la salud y el bienestar de las personas. En este sentido, la actuación de la Compañía va más allá del cumplimiento de las obligaciones legales y otros requisitos que voluntariamente adopta, involucrando no solo al personal de la Compañía y de las empresas contratistas, sino que también a los proveedores, clientes y otros grupos de interés, con el objetivo de evitar y prevenir los accidentes y las enfermedades profesionales, proporcionando un ambiente seguro y saludable a través de la promoción de la seguridad, la salud y el bienestar.

Algunos de los compromisos adoptados son:

- Garantizar que la seguridad y la salud son una responsabilidad individual no delegable, que a través de un compromiso colectivo visible es liderada por la alta dirección asumida de forma proactiva e integrada por toda la organización, así como por los proveedores y empresas colaboradoras.

- Establecer la seguridad y la salud como una responsabilidad individual que condiciona el empleo de los trabajadores de CGE y sus filiales, así como la actividad de sus empresas colaboradoras.
- Impulsar la mejora continua en las condiciones de trabajo y en la gestión de la seguridad, la salud y el bienestar
- Controlar el programa de Seguridad y Salud para eliminar los peligros y reducir los riesgos, manteniendo un entorno laboral seguro y saludable a través de la prevención de riesgos laborales y conductas de protección y promoción de la salud y el bienestar.
- Establecer el aprendizaje como motor de la cultura de la seguridad, mediante la formación continua, el análisis de accidentes e incidentes, la difusión de las lecciones aprendidas y la educación y la promoción de la salud.
- Integrar criterios de seguridad y salud exigentes en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades, instalaciones, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores y empresas colaboradoras, cuyo cumplimiento condicione el inicio o la continuidad de la actividad.
- Invertir en nuevas estrategias de educación sanitaria y promoción de la salud, que permitan que el lugar de trabajo se convierta en el vector de transmisión de conductas saludables para el trabajador y su entorno.
- Implementar actuaciones orientadas a mejorar la calidad de vida, el bienestar y la salud de las personas que integran las comunidades donde la compañía opera.
- Proporcionar los recursos y medios necesarios que posibiliten el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en cada momento.
- Reducir, gestionar y/o eliminar las amenazas y peligros que existan a la salud y seguridad de los trabajadores para proporcionar condiciones de trabajo seguras y saludables para la prevención de lesiones y deterioro de la salud relacionados con el trabajo.
- Garantizar la participación y consulta de los trabajadores a través de los representantes de los trabajadores en los Comités Paritarios.

Política de subcontratación

CÓDIGO CMF: 5.9

En la Política de Gestión y Evaluación de Proveedores[1], se establecen las directrices que deben seguir todas las empresas que presten servicios a la Compañía. En específico, dicho documento especifica que las empresas proveedoras de servicios deben alinear sus prácticas de comportamiento de acuerdo con el Código Ético de CGE, las leyes y reglamentos nacionales pertinentes y lo estipulado en las especificaciones de cada contrato. Para la verificación y validación del cumplimiento de los estándares establecidos, la Compañía realiza una encuesta a todos los proveedores estratégicos con contrato vigente.

Capacitaciones y otros beneficios

CÓDIGO CMF: 5.8; 5.8 I; 5.8 II; 5.8 III; 5.8 IV

Capacitaciones

La Compañía promueve el desarrollo profesional y personal de todos sus colaboradores, asegurando la igualdad de oportunidades a través de sus políticas de actuación y de sus procedimientos.

Anualmente, se realiza un levantamiento de necesidades formativas con todas las áreas de la Compañía, el cual permite establecer un plan de formación y disponer capacitaciones atingentes a los requerimientos de las diferentes unidades. Los principales temas abordados en las formaciones de este año dicen relación con herramientas tecnológicas y de modelamiento de datos, ciberseguridad, idioma inglés, capacitación en protocolos para eventos de contingencia y formación en herramientas de supervisión y gestión de personas, entre otros.

Se busca que todos los trabajadores participen de manera activa en los planes de formación que la Empresa pone a su disposición, implicándose en su

(1) CGE no cuenta con una Política de subcontratación.

propio desarrollo y comprometiéndose a mantener actualizados los conocimientos y competencias necesarias, con el fin de propiciar su progreso profesional y aportar valor a los clientes, a los accionistas de la Compañía y a la sociedad en general.

Las personas que ejercen cargos de dirección o de mando actúan como facilitadores del desarrollo profesional de sus colaboradores, de forma de propiciar su crecimiento profesional en la Empresa.

Métricas	2022
Monto total de recursos monetarios destinados a capacitación	$195.648.992
Porcentaje que el monto total destinado a capacitación representa del ingreso anual	0,0089%
Numero total de personas capacitadas	753(1)
Porcentaje de personas capacitadas respecto de la dotación total	100%

(1) Este número considera al total de personas capacitados durante 2022 incluyendo a aquellos que fueron desvinculados durante el ejercicio.

Promedio anual de horas de capacitación	Hombre	Mujer	Total
Alta Gerencia	-	-	0
Gerencia	1.501	537	2.038
Jefatura	3.233	797	4.030
Operario(1)	-	-	0
Fuerza de venta(1)	-	-	0
Administrativo	284	136	420
Auxiliar	5		5
Otros profesionales	8.527	1.067	9.594
Otros técnicos	91	5	96
Total	13.641	2.542	16.183

(1) Al cierre del ejercicio 2022, la Compañía no cuenta con personal directamente contratado en estas categorías.

CGE cuenta con beneficios cuyo foco es mejorar la calidad de vida tanto en el ámbito laboral como en la conciliación con la familia, estos esfuerzos se agrupan de la siguiente manera:

1.- Familia y Flexibilidad: Contempla todos los beneficios asociados a tiempo, flexibilidad laboral y que, por ende, implican una mejor calidad de vida personal. Acá se encuentran:

- Regreso paulatino post natal de la Madre.
- Permiso de 3 días adicionales Post Natal del Padre.
- Regalo recién nacido.
- Regalo Navidad hijos hasta 12 años.
- Celebraciones: Fiestas Patrias, Navidad para hijos menores de 12 años, entre otros.
- Día libre en tu cumpleaños.
- 24 y 31 de diciembre libres.
- 1 día para cambio de casa.
- 1:30 hrs. de permiso 1er día de clases hijos.
- Tarde libre cumpleaños hijo menor de 15 años
- Vive la proximidad
- Tiempo para estudiar
- Permisos por fallecimiento adicionales a los legales

2.- Salud y Bienestar: Corresponde a todas las iniciativas de cara a mejorar la salud y el bienestar de los trabajadores. Estas son:

- Campañas preventivas.
- Seguro complementario de salud y seguro de vida o fondo solidario.
- Bono inclusión.
- Plan Aflora: información y acompañamiento a trabajadores con alguna discapacidad.
- Programa PACE.
- Betterfly.
- Plataforma FES de Autocuidado y Bienestar.

3.- Convenios: se incluyen todos los descuentos o convenios que tenemos vigentes con empresas externas y que generan un beneficio para los trabajadores. Acá se encuentran:

- Club CGE.
- MIRAX Juguetería.
- Club Viva!
- Caja Los Andes + Beneficios

Permiso postnatal

CÓDIGO CMF: 5.7

CGE, velando por adoptar medidas de conciliación de la vida laboral- y familiar y promover iniciativas que fomenten la corresponsabilidad, ofrece a sus trabajadoras el beneficio de regreso progresivo del post natal parental, una vez cumplido el plazo de descanso legal.

De esta manera, tras cumplido el plazo legal de postnatal, las madres podrán incorporarse gradualmente en el transcurso de los dos meses siguientes, con horario de inicio o término de jornada diferido:

a) 1er mes de regreso post natal a jornada completa: 2 horas

b) 2do mes de regreso post natal a jornada completa: 1 hora

c) 3er mes de regreso post natal a jornada completa: horario normal

Los horarios diferidos son independientes de la hora de amamantamiento legal.

Por otro lado, CGE ofrece a los trabajadores el beneficio de 3 días adicionales de permiso al Post Natal del Padre, los que pueden ser usados dentro de los dos primeros meses del nacimiento de su hijo/a, orientados a compatibilizar el rol de padre con el trabajo.

Métricas	Hombre	Mujer
Porcentaje de trabajadores que hicieron uso de permisos de postnatal[1]	100%	100%
(1) Respecto del total de trabajadores elegibles para hacer uso de permisos de postnatal.		

Categoría de funciones	Promedio de días utilizados	
	Postnatal de 5 días	Postnatal de 6 semanas
Alta Gerencia	-	-
Gerencia	-	-
Jefatura	-	-
Operario	-	-
Fuerza de venta	-	-
Administrativo	-	-
Auxiliar	-	-
Otros profesionales	4,8	0,0
Otros técnicos	-	-
Total	4,8	0,0

Gestión de proveedores



Pago a proveedores

Código CMF: 7.1 i.; 7.1 ii; 7.1 iii; 7.1 iv; 7.1 v.

Rango	Número de facturas pagadas	Monto total (millones de pesos)	Monto total de intereses por mora (millones de pesos)	Número de proveedores	Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago
Hasta 30 días	48.250	1.805.623	-	1.124	-
Entre 31 y 60 días	57.281	186.610	-	771	-
Más de 60 días	1.089	8.062	-	123	-

Política de pago a proveedores

CÓDIGO CMF: 7.1

La Compañía no cuenta con una Política de pago a proveedores, sin embargo, promueve plazos de pago justos para todos los proveedores. Además, se acoge y cumple la normativa nacional vigente.

Evaluación de proveedores

CÓDIGO CMF: 7.2

La Compañía considera a los proveedores como socios estratégicos del negocio, ya que forman parte importante de la cadena de valor, por ello lleva una gestión responsable con los proveedores.

Las directrices de CGE establecen un protocolo que determina el comportamiento que deben seguir quienes participen directa o indirectamente en los procesos relacionados a la adquisición de bienes, servicios y/o productos, garantizando la objetividad, responsabilidad, transparencia y excelencia en el proceso de compras, junto con lograr una óptima gestión en términos de eficiencia y de continuidad operacional.

A través de la implementación de estas directrices, la Compañía busca asegurar que los servicios y productos adquiridos por la Empresa, cumplen con la función y especificaciones determinadas para los mismos, y tienen un óptimo desempeño. Además, establece un procedimiento para una evaluación de desempeño de los proveedores (de manera anual), mediante la aplicación de una encuesta a todos los proveedores estratégicos con contrato vigente.

Por otro lado, se han establecido reglas para la gestión de malas prácticas de los proveedores, las que son determinadas de acuerdo con el Código Ético de CGE, en las leyes y reglamentos nacionales pertinentes y lo estipulado en las especificaciones de cada contrato. En los casos en que se hayan detectado incumplimientos al Código Ético, leyes y reglamentos nacionales pertinentes, la Empresa aplica multas estipuladas en el instructivo de gestión de multas.

Finalmente, el área de Evaluación y Gestión de Proveedores es el principal responsable de proporcionar a los proveedores servicios de consultoría y procesamiento de negocios relacionados con la gestión de integración, la liberación de información comercial y recibir sugerencias de mejora continua para asegurar relaciones equilibradas y viables de mediano y largo plazo.

Gestión ambiental



Compromiso con el Medio Ambiente

CGE es una empresa que aporta al desarrollo económico a través de la energía, sin descuidar el medio ambiente.

Cada día la sociedad realiza altos consumos de energía, lo que ha generado un escenario complejo en el medio ambiente.

La Compañía ha asumido los nuevos desafíos en materia de eficiencia energética, cuidado del medio ambiente y desarrollo económico, involucrándose en iniciativas ambientales como la medición de huellas de carbono que atienden las expectativas de progreso y sustentabilidad de un país en vías del desarrollo como el nuestro.

Para el año 2023, CGE asume el desafío de calcular su huella de carbono para medir su impacto en el medio ambiente. El objetivo del proyecto busca reducir y desarrollar mecanismos de seguimiento y gestión de alcance nacional.

Política de Responsabilidad Corporativa

En su Política de Responsabilidad Corporativa, que está enfocada en promover vínculos sustentables con la sociedad, CGE establece los principios de actuación y compromisos con sus grupos de interés, en coherencia con la estrategia corporativa de la Compañía.

En esta Política se establece como principio N° 3 la Gestión responsable del medio ambiente, asumiendo una serie de compromisos que van más allá del cumplimiento de los requisitos legales y otros requisitos ambientales que voluntariamente adopta, involucrando a los proveedores, trabajando con los distintos grupos de interés y fomentando el uso responsable de la energía.

Compromisos:

Contribuir al desarrollo sostenible mediante la eco-eficiencia, el uso racional de los recursos naturales y energéticos, la minimización del impacto ambiental, el fomento de la innovación y el uso de las mejores tecnologías y procesos disponibles.

- Contribuir a la mitigación y adaptación del cambio climático a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, y la aplicación de nuevas tecnologías.
- Integrar criterios ambientales en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores.
- Minimizar los efectos adversos sobre los ecosistemas y fomentar la conservación de la biodiversidad.
- Promover el uso eficiente y responsable del agua, estableciendo actividades encaminadas al mayor conocimiento de este recurso y a la mejora en su gestión.
- Garantizar la prevención de la contaminación mediante la mejora continua, el empleo de las mejores técnicas disponibles y al análisis, control y minimización de los riesgos ambientales.

Sistema de Integrado de Gestión

CGE cuenta con un Sistema Integrado de Gestión que permite mejorar el desempeño de la Compañía en relación con la calidad, el medio ambiente, la seguridad y salud de las personas, la continuidad del negocio y la integridad de las instalaciones eléctricas.

Este Sistema está compuesto por las normas de Calidad ISO 9001:2015; Medio Ambiente ISO 14001:2015,y Seguridad y Salud en el Trabajo ISO 45001:2018, la norma ISO 22301:2020 de Continuidad del Negocio y la norma ISO 55001:2014 de Integridad de Instalaciones Eléctricas, estando esta última en proceso de implementación. A través de estas normas, la Compañía busca estandarizar, eficientar procesos, y lograr la excelencia y calidad operacional, a través de la mejora continua.

Cuadro resumen Sistema de Gestión Ambiental

	Sistemas de Gestión (ISO)	Objetivo de las normas ISO	Año de Certificación	Procesos certificados
TRINORMA	9001 Calidad	Asegurar la excelencia en el servicio mediante el enfoque de procesos y la mejora continua	Certificación 2021 independiente para CGE (no vinculante a controlador)	CGE CGE Transmisión CGE Comercializadora CGE Servicios
	14001 Medio Ambiente	Mantener compromiso con la protección del medio ambiente a través de la gestión de riesgos		
	45001 Seguridad y Salud en el Trabajo	Asegurar lugares y condiciones de trabajo seguros previniendo el deterioro de la salud de los trabajadores.		
SGCN	22301 Continuidad de Negocio	Garantizar la recuperación de la organización ante eventos disruptivos que afecten la continuidad del servicio.	Certificación 2020	Dx procesos: Operaciones (COZ). Mantenimiento correctivo. Atención de clientes no presenciales.
SGIIE	55001 Integridad de Instalaciones eléctricas	Establece requisitos para el mantenimiento, la operación y gestión del riesgo de los activos eléctricos para obtener el mayor rendimiento de los mismos.	Finalización de implementación en 2023	Dx y Tx procesos: Gestión de activos Mantenimiento



Desafíos Ambientales 2023

Garantizar la prevención de la contaminación mediante la mejora continua y la minimización de los riesgos ambientales, junto con alcanzar los objetivos del Sistema Integrado de Gestión, son los principales focos de la gestión ambiental de la Compañía.

Los principales desafíos para el 2023 son:

1. Medición, reducción y compensación de huella de carbono. Para el año 2023 CGE calculará su huella de carbono, con el fin de medir su impacto en el medio ambiente, este será el punto de inicio en busca de contribuir positivamente en la biodiversidad, mediante la reducción de los impactos que pudiesen originarse por los servicios de CGE. Evaluación y análisis de afectación negativa de avifauna. Actividad que tiene objeto controlar la afectación negativa a la fauna silvestre adyacente a líneas eléctricas que son parte del proceso productivo de CGE, manteniendo estadísticas de la cantidad de fauna siniestrada e interrupciones de la continuidad de suministros por esta causa.

2. Economía circular. CGE en su búsqueda constante de reducir los impactos negativos en el medio ambiente, estudia la reutilización por ejemplo de los transformadores dispuestos en la red eléctrica en operación, así como tambieén la utilización de combustibles más amigables para el medio ambiente para el funcionamiento de estos.



Emisiones

CGE tiene como proyecto para el año 2023 el cálculo de su huella de carbono, lo que permitirá conocer la cantidad de emisiones originadas por los servicios realizados, herramienta que será de gran utilidad en la determinación de las medidas a considerar para la reducción de las emisiones atmosféricas.

Residuos

Esta actividad tiene por objeto general, mantener un compromiso activo con el cuidado y preservación del medio ambiente y su entorno. Para ello se mantiene información documentada para la correcta gestión de residuos, desde su origen (generación) hasta la disposición final.

Consumo de agua

A pesar de que CGE no utiliza agua en su proceso productivo, busca concientizar a sus trabajadores en el uso responsable de este recurso, ya sea en el consumo personal, como en las actividades rutinarias que se desarrollan utilizando este vital elemento.





Otra información corporativa

Dividendos **114**
Acciones **115**
Otros Valores **116**
Marcas, patentes y propiedades **118**
Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades **122**
Cumplimiento legal y normativo **131**
Hechos relevantes o esenciales **132**
Comentarios de accionistas y del comité de directores **133**

Dividendos

Política de dividendos

CÓDIGO CMF: 2.3.4 II

Para el ejercicio 2022, el Directorio tiene la intención de distribuir el dividendo definitivo que apruebe la Junta Ordinaria de Accionistas –a celebrarse en abril de 2023- no podrá ser inferior al 30% de la utilidad distribuible del ejercicio.

Para el ejercicio 2023, el Directorio tiene la intención de distribuir el dividendo definitivo que apruebe la Junta Ordinaria de Accionistas –a celebrarse en abril de 2024-, el que no podrá ser inferior al 30% de la utilidad distribuible del ejercicio en cuestión.

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.

Información estadística

Dividendos

CÓDIGO CMF: 2.3.4 III A.

En Sesión de Directorio de la Sociedad, celebrada el 8 de enero de 2021, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 10 de $ 7,64593482 por acción con cargo a las utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 29 de enero de 2021, por un total de M$ 15.444.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 31 de marzo de 2021, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 11 de $ 9,20 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, el cual se pagó con fecha 12 de abril de 2021, por un total de M$ 18.583.051.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2022, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 12 de $ 0,791 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2021, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2022, por un total de M$ 1.597.738.

El Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril de 2023, el reparto de un dividendo definitivo de $5,71 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2022.

De ser aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2022 representarían 30,01% de la utilidad líquida distribuible. El monto correspondiente al dividendo definitivo se detalla más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

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

Dividendos pagados						
Sociedad	Nº div.	Tipo	Fecha de Pago	$ por acción	Cantidad de acciones con derecho a la fecha de pago	Monto total del dividendo M$
CGE	9	Definitivo	29-04-2020	10,000	2.019.896.893	20.198.969
CGE	10	Eventual	29-01-2021	7,646	2.019.896.893	15.444.000
CGE	11	Definitivo	12-04-2021	9,200	2.019.896.893	18.583.051
CGE	12	Definitivo	29-04-2022	0,791	2.019.896.893	1.597.738
CGE	13	Definitivo	02-05-2023	5,710	2.019.896.893	11.533.611

Dividendos pagados

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

Dividendos pagados	
Fecha de pago	Dividendos pagados por acción valor histórico ($)
2020	10,000
2021	16,846
2022	0,791

Acciones

CÓDIGO CMF: 2.3.4 III. B.

Información Estadística

La estadística trimestral sobre las transacciones bursátiles del último año de la acción de la Compañía (Nemotécnico: CGE), efectuadas en la Bolsa de Santiago y Bolsa Electrónica es la siguiente:

Período	N° Acciones transadas	Monto total transado en M$	Precio promedio ($)	Presencia bursátil [1] (%)
Primer trimestre 2022	23.694	12.778	539,30	0,56
Segundo trimestre 2022	150.743	63.083	418,48	0,00
Tercer trimestre 2022	547.364	233.947	427,41	0,56
Cuarto semestre 2022	70.519	29.793	422,48	0,56

(1) 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 y Bolsa Electrónica.
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.

Otros valores

CÓDIGO CMF: 2.3.5

Durante el ejercicio 2022, la Compañía no emitió Bonos, sin embargo, sí cuenta con Bonos vigentes al cierre del período, que se detallan en la siguiente tabla:

Saldos al 31 de diciembre de 2022

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	
								Pago de intereses	Pago de amortización
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento
Totales									

Corrientes			No Corrientes						
Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
1 a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	31-12-2022 M$	1 hasta 2 años M$	más de 2 hasta 3 años M$	más de 3 hasta 4 años M$	más de 4 hasta 5 años M$	más de 5 hasta 10 años M$	10 o más años M$	31-12-2022 M$
3.449.748		3.449.748	32.185.064	32.185.064	32.185.064	32.185.064	61.397.467		190.137.723
385.222		385.222					17.128.648		17.128.648
	229.232	229.232					68.507.734		68.507.734
12.655.412		12.655.412	11.171.630	11.171.630	11.171.630	11.171.630	33.674.542		78.361.062
1.375.981		1.375.981					46.814.621	93.114.990	139.929.611
	23.523.353	23.523.353	23.407.297	23.117.526					46.524.823
	253.870	253.870						104.859.427	104.859.427
	27.697	27.697		70.492.031					70.492.031
	39.188	39.188					72.018.425		72.018.425
17.866.363	24.073.340	41.939.703	66.763.991	136.966.251	43.356.694	43.356.694	299.541.437	197.974.417	787.959.484

Marcas, patentes y propiedades

Principales marcas utilizadas en la comercialización de los bienes y servicios

CÓDIGO CMF: 6.2 V

CGE posee el registro y dominio de su marca, la que es gestionada y monitoreada legalmente por la empresa Herreros & Asociados, quienes emiten alertas cada vez que exista un riesgo reputacional.

Patentes de propiedad de la entidad

CÓDIGO CMF: 6.2 VI

Al cierre del ejercicio 2022, CGE no tiene patentes de propiedad.

Propiedades

CÓDIGO CMF: 6.4; 6.4 I; 6.4 II; 6.4 III;

	CGE
Oficinas centrales y oficinas administrativas	12
Oficinas técnicas y comerciales	74
Terrenos y futuros proyectos	10

Oficinas administrativas

Oficinas administrativas	Ciudad	Dirección	Calidad
Oficinas administrativas	Arica	Baquedano 731, of 201	Arrendada
Oficinas administrativas	Iquique	Zegers 469	Arrendada
Oficinas administrativas	Antofagasta	Pedro Aguirre Cerda 5558	Arrendada
Oficinas administrativas	Copiapó	Avenida Circunvalación N°51	Arrendada
Oficinas administrativas	Coquimbo	Los Talleres 1831	Arrendada
Oficinas administrativas	Viña del Mar	Limache 3637	Arrendada
Oficinas administrativas	Melipilla	Ortúzar 376	Arrendada
Oficinas administrativas	Santiago	Av. Presidente Riesco 5561, Piso 17, Las Condes	Arrendada
Oficinas administrativas	Rancagua	El Trébol 617	Arrendada
Oficinas administrativas	Talca	5 1/2 Norte 255	Arrendada
Oficinas administrativas	Concepción	Camino Los Carros 1877	Arrendada
Oficinas administrativas	Temuco	Manuel Montt 669	Propia

Oficinas técnicas y comerciales

Oficinas Técnicas y Comerciales	Ciudad	Dirección	Propiedad
Oficinas técnicas y comerciales	Arica	Santa María 2724	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Arica	Manuel Rodríguez 363	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Alto Hospicio	Av. La Pampa 3060 Lc. 1 Subcentro Urbano	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Alto Hospicio	Pasaje La Granja 2916	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Pozo Almonte	Comercio 541	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Antofagasta	Pedro Aguirre Cerda 5558	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Antofagasta	Latorre 2442	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Taltal	Avda Francisco Bilbao 646	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Mejillones	San Martín 551	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Calama	Vívar 2044	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Tocopilla	21 de Mayo 1198	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Coquimbo	Borgoño 310	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Vicuña	Chacabuco 549	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	La Serena	Balmaceda 2195, Loc 101-102	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Ovalle	Maestranza 37	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Ovalle	Av. Gobernadora Laura Pizarro 1485	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Illapel	I. Silva 301	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Illapel	Álvarez Pérez, Sitio A (1600)	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Salamanca	O´Higgins 381	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Los Vilos	Elicura 136	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Diego de Almagro	Juan Martínez 1402, Local 1	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Chañaral	Esmeralda 543	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Caldera	Cousiño N°467	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Huasco	Craig 345	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Vallenar	Marañón N°831, Lote 3	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Vallenar	Marañón N°805, Lote 2	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Alto del Carmen	31 de Enero S/N	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Cabildo	Zoila Gac 785	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	La Ligua	Santa Teresa de los Andes 955	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Viña del Mar	3 Oriente 1331	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Curacaví	Bernardo O'Higgins 2092	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	La Pintana	Baldomero Lillo 1935	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	San Bernardo	América 663	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	San Bernardo	Las Acacias 2655	Arrendada

Oficinas Técnicas y Comerciales	Ciudad	Dirección	Propiedad
Oficinas técnicas y comerciales	Talagante	Balmaceda 1153	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Puente Alto	Juan Maldonado 105	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	San José de Maipo	Comercio 20041	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Buin	San Martín 453	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Navidad	Juan Montes 87	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Rancagua	Alameda 0265	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Las Cabras	Galería San Francisco 898, Local 5 y 6	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	San Fernando	Bernardo O'Higgins 419	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Rengo	Urriola 102	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	San Vicente de Tagua Tagua	Germán Riesco 1309	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Pichilemu	J.J. Aguirre N° 62 (J.J. Aguirre N° 232)	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Santa Cruz	21 de Mayo 566	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Santa Cruz	Claudio Cancino N°97	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Hualañé	Av. 11 de Septiembre 100	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Curicó	Estado 237	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Molina	Luis Cruz Martínez 1563 Local 7	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Constitución	O'Higgins 756	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Talca	1 Oriente 1281	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	San Clemente	Huamachuco N° 721	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	San Javier	Sargento Aldea 2510	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Linares	Manuel Rodríguez 669	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Pelluhue	Sargento Aldea 325	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Cauquenes	Yungay N° 256	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Parral	Ignacio Carrera Pinto 109	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Cobquecura	Mariano Latorre 581	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Quirihue	Carrera N° 464	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	San Carlos	El Roble N° 556	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Coelemu	Palazuelos N° 497	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Chillán	Campaña 79 75	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Chillán	Arauco 270	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Temuco	Manuel Montt 1469	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Tomé	Nogueira 955	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Talcahuano	Colón 824	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Talcahuano	Colón 540, Local 3	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Concepción	Carrera Poniente N°301 Local BE 135 Mall Plaza Biobio	Arrendada

Oficinas Técnicas y Comerciales	Ciudad	Dirección	Propiedad
Oficinas técnicas y comerciales	Coronel	Manuel Montt 1600, Local 116	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	San Pedro de la Paz	Km. 10, N°5.580, 9-B	Arrendada
Oficinas técnicas y comerciales	Los Ángeles	José de Manso 399	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Villarrica	Pedro de Valdivia 952	Propia
Oficinas técnicas y comerciales	Pucón	General Urrutia 615, Local 103	Arrendada

Propiedades para proyectos futuros

Propiedades Futuros Proyectos	Dirección	Propiedad	Superficie (M^{2})
Terreno	Lote 40 El Tangue Coquimbo	Propio	48400
Terreno	Barros Negros El Pinar Lt 2 Maule	Propio	23200
Terreno	Ruta 160 289 Lote C Seis Lota	Propio	1770
Terreno	Camino Santa Juana km. 26 El Patagual Coronel	Propio	6667
Terreno	La Primavera Lt 1 San Carlos	Propio	10000
Terreno	Camino Int Lt 2 Y 3 Bulnes	Propio	20120
Terreno	Predio C/Casa Bajo Lt 66Kv Coronel Arenas Blancas	Propio	1220
Terreno	Curamávida Los Ángeles	Propio	13500
Terreno	Camino Boca Sur Lt-B San Pedro de La Paz	Propio	18307
Terreno	Camino Al Volcán km. 3,5 San José Zanjón Seco Pucón	Propio	5800

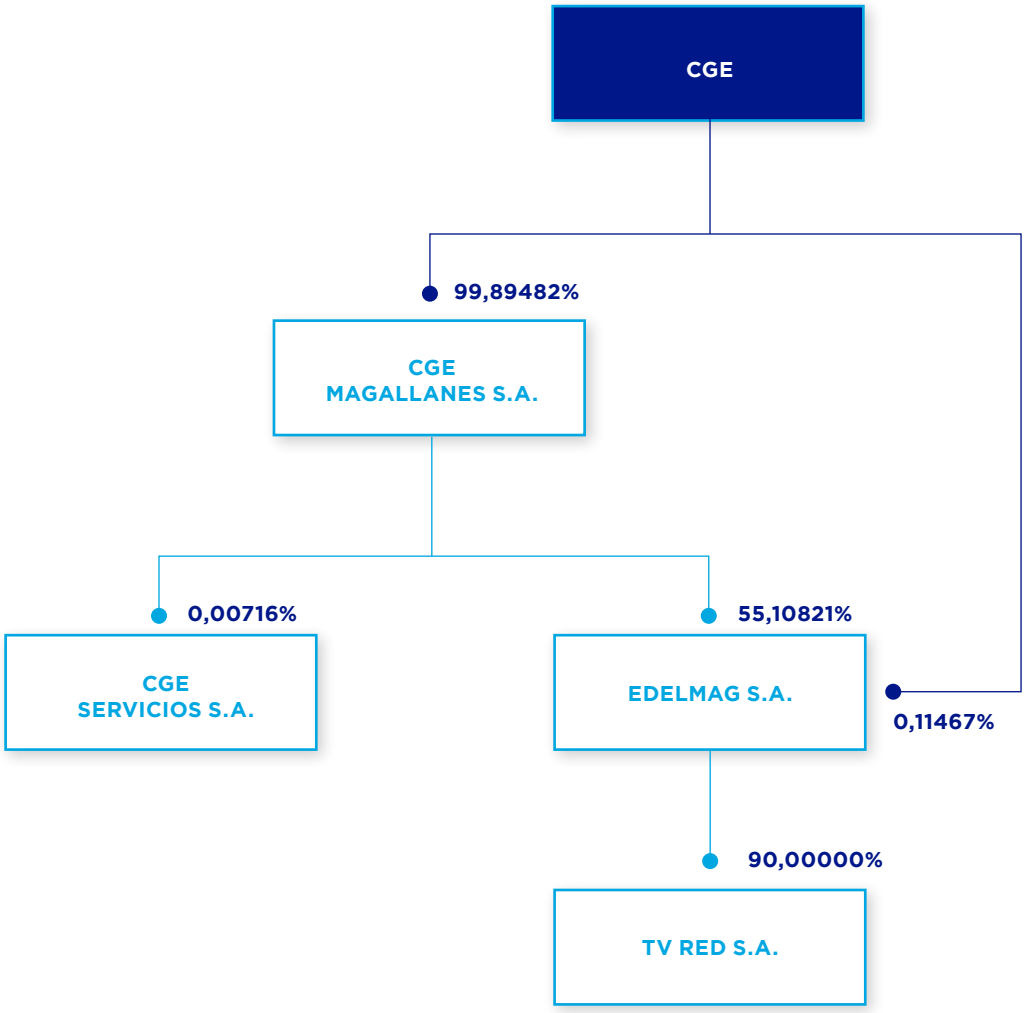
Seguros

Para cubrir siniestros con posibles afectaciones a terceros y daños en las instalaciones, la Sociedad cuenta con pólizas de seguros de responsabilidad civil, daño material, transporte, terrorismo, vehicular, entre otros.

Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades

CÓDIGO CMF: 6.5.2; 6.5.2 I; 6.5.2 II; 6.5.2 III; 6.5.2 IV

Malla de propiedad



Subsidiarias y asociadas

Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)

Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG) tiene por objeto explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la Región de Magallanes, contando con centrales generadoras en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Al 31 de diciembre de 2022, EDELMAG contaba con 68.855 clientes y un crecimiento de 2,7% respecto del año anterior. La energía suministrada fue de 353.926 MWh, lo que representó un incremento de 5,5% frente al año anterior. Las pérdidas de energía alcanzaron al 5,69%. Su infraestructura está compuesta de 8,5 km. de líneas de AT, 526 km. de líneas de MT y 715 km. de líneas de BT. Posee 1.355 subestaciones de distribución de MT/BT. La potencia instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel es de 120,5 MW.

Durante 2022, las inversiones alcanzaron a M$8.663.479, en las áreas de generación, transmisión y distribución.

En el ámbito de generación, se desarrollaron iniciativas de mantenimientos mayores destinados al mejoramiento de equipos e instalaciones, modernización de sistemas de control y protección de unidades generadoras, además de mantenciones mayores que estaban programadas para 2022.

En el período se ejecutaron 70 proyectos en el ámbito del negocio de distribución. Dentro de las iniciativas destacan la modificación y refuerzo de un alimentador en Punta Arenas, incluyendo la incorporación de SE reguladoras de voltaje., El mejoramiento de redes baja y media tensión en Puerto Natales, y la construcción de diversas urbanizaciones eléctricas en Punta Arenas y Puerto Natales. En materia de mantenciones se cuenta la revisión y mantenimiento 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 y de protección, para lo cual se realizaron inspecciones termográficas y con drones en distintos puntos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

2022	MM$
EBITDA	14.596
Utilidad	7.154
Activos	77.391
Pasivos	39.052
Patrimonio Neto	38.338

Presidente
Jorge Jordan Franuli

Vicepresidente
Fang Wei

Directores
Liu Wenda
Gladys Cárcamo (*)
Tomás Morales Jaureguiberry (*)
Matías Hepp Valenzuela (*)
Edilia Mancilla Caro
(*): Son Ejecutivos Principales en CGE, al 31 de diciembre de 2022.

Gerente General
Miguel Castillo Quezada

Naturaleza jurídica
Sociedad anónima abierta

Participación CGE
Directa 0,11%
Indirecta 55,11%

RUT
88.221.200-9

Resumen Objeto social
a) 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.

Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas

CÓDIGO CMF: 6.5.1; 6.5.1 I; 6.5.1 II; 6.5.1 III; 6.5.1 IV; 6.5.1 V; 6.5.1 VI; 6.5.1 VII; 6.5.1 VIII; 6.5.1 IX; 6.5.1 X

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital suscrito y pagado	Participación de CGE al		% activo filial sobre matriz (**)	Total Activos (M$)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2022	31-12-2021					
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M$ 15.664.524	55,16%	55,16%	2,05%	77.390.694	Generación, transporte y distribución de energía eléctrica	Presidente Jorge Jordán Franulic Vicepresidente Wei Fang Matías Hepp Valenzuela Edilia Mancilla Caro Gladys Cárcamo Alarcón Tomás Morales Jaureguiberry Wenda Liu	Miguel Castillo Quezada
CGE Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M$ 11.576.501	99,89%	99,89%	2,14%	80.615.567	Sociedad de inversiones	Presidente Ernesto Peñafiel Morgan Vicepresidente Tomás Morales Jaureguiberry Gladys Cárcamo Alarcón	Matías Hepp Valenzuela
TV Red S.A. (Edelmag)	Sociedad Anónima Cerrada	M$ 755.284	49,60%	49,60%	0,06%	2.186.357	Servicio de televisión por cable	Presidente Jorge Jordan Franulic Vicepresidente Tomás Morales Jaureguiberry Matías Hepp Valenzuela y Ernesto Peñafiel Morgan	Miguel Castillo Quezada

Relaciones habidas con subsidiarias y asociadas

CÓDIGO CMF: 6.5.1 VIII.

Compañía General de Electricidad S.A.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2022 31/12/2022		01/01/2021 31/12/2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de activo fijo	CL$	584.590	584.590	4.126.920	4.126.920
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL$	100.869	100.869	0	0
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	22.554	22.554	0	0
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	13.811	13.811	0	0
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	1.549.987	(1.549.987)	0	0
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	0	0	16.512	16.512
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL$	172.374	(172.374)	27.659	(27.659)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	17.193.523	(17.193.523)	12.124.073	(12.124.073)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL$	2.317.747	0	2.153.431	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL$	0	0	351	351
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL$	570.587	(570.587)	23.659	(23.659)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos microinformáticos	CL$	16.502	16.502	20.594	20.594
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL$	355.145	355.145	327.273	327.273
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	1.577.096	1.577.096	366.470	366.470
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de comunicación	CL$	62.334	62.334	41.177	41.177
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL$	0	0	83.204	83.204
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	115.552	(115.552)	19.838.722	(19.838.722)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	50.017.782	(50.017.782)	3.865.673	(3.865.673)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades	CL$	656.454	(656.454)	0	0
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL$	13.606	0	0	0
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL$	176.258	(176.258)	0	0
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL$	0	0	2	2
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL$	3.103.189	(3.103.189)	179.039	(179.039)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	0	0	2.307.990	2.307.990

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2022 31/12/2022		01/01/2021 31/12/2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por Servicios prestados	CL$	6.472.784	6.472.784	1.252.576	1.252.576
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de materiales y equipos eléctricos	CL$	480.158	480.158	816.455	816.455
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso Venta Chatarra	CL$	0	0	251.782	251.782
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	CL$	231.707	231.707	0	0
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	607.575	607.575	1.470.468	1.470.468
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	8.895	8.895	634	634
96.813.520-1	*Chilquinta Distribución S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Cargo único troncal*	*CL$*	*234.631*	*(234.631)*	*819.855*	*(819.855)*
77.402.187-6	*Chilquinta Transmisión S.A.*	*CHILE*	*Matriz Común*	*Cargo único troncal*	*CL$*	*2.620.067*	*(2.620.067)*	*814.970*	*(814.970)*
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	28.277	28.277	13.753	13.753
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	292.845	292.845	230.023	230.023
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	4.899	(4.899)	49.925	(49.925)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	1.258.209	(1.258.209)	529.968	(529.968)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	0	0	487	(487)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	56	56	0	0
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	14.371	14.371	0	0
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	319.298	(319.298)	0	0
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	3.939.239	(3.939.239)	1.356.355	(1.356.355)
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL$	350.774	350.774	2.850	2.850
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL$	47.063	(47.063)	19.101	(19.101)
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos microinformáticos	CL$	28.890	28.890	30.655	30.655
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	0	0	256.289	256.289
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicio de gestión comercial	CL$	0	0	86.315	86.315
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL$	1.075.040	1.075.040	636.467	636.467
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz Común	Ingresos por ventas de materiales y equipos	CL$	19.028	19.028	0	0
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	10.501	10.501	6.531	6.531
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	104.939	104.939	55.176	55.176
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	0	0	38	38
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	0	0	921	(921)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2022 31/12/2022		01/01/2021 31/12/2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL$	40.266	(40.266)	136.659	(136.659)
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	15.885	15.885	16.360	16.360
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL$	0	0	52.789	(52.789)
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL$	0	0	214.333	214.333
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	0	0	22.478	22.478
76.524.282-7	Global Power Generation Chile SpA.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por servicio de comunicación	CL$	0	0	1.153	1.153
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL$	0	0	3.592.991	(3.592.991)
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Venta de Energía	CL$	0	0	30.646	30.646
77.074.004-5	*Lean Grids Service Chile SpA*	*Chile*	*Ex-Matriz Común*	*Intereses pagados*	*CL$*	*0*	*0*	*554*	*(554)*
77.470.446-9	*Litoral Transmisión S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Cargo único troncal*	*CL$*	*15.676*	*(15.676)*	*0*	*0*
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	25	25	113	113
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL$	0	0	15.175	15.175
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	16.859	16.859	212.556	212.556
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	558.457	558.457	157.379	157.379
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL$	36	(36)	11	(11)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	1.665.181	(1.665.181)	676.027	(676.027)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	20.307	20.307	7.911	7.911
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL$	0	0	13	13
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	39.750	39.750	140.412	140.412
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	14.622	14.622	4.649	4.649
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	991.794	(991.794)	517.304	(517.304)
77.470.427-2	Luz Parral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	174.138	(174.138)	0	0
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL$	0	0	181.123	181.123
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por servicios informáticos	CL$	0	0	341.878	341.878
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por servicios de gestión	CL$	0	0	106.094	106.094
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex-Matriz Común	Servicios prestados	CL$	0	0	16	16
0-E	Naturgy Energy Group S.A.	España	Ex-Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	0	0	179.276	(179.276)
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Ex-Matriz Común	Servicios informáticos	CL$	0	0	675.815	(675.815)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2022 31/12/2022		01/01/2021 31/12/2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
59.220.550-5	Naturgy Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por servicio de comunicación	CL$	0	0	1.494	1.494
59.220.550-5	Naturgy Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Ex-Matriz Común	Ingreso por venta de activo fijo	CL$	0	0	21.428	21.428
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL$	42.197	42.197	0	0
77.332.779-3	*State Grid Chile Electricity SpA*	*Chile*	*Matriz Común*	*Préstamo recibido*	*CL$*	*4.000.000*	*0*	*0*	*0*
77.332.779-3	*State Grid Chile Electricity SpA*	*Chile*	*Matriz Común*	*Interés préstamo recibido*	*CL$*	*201.918*	*(201.918)*	*0*	*0*
77.302.440-5	*Tecnored S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes*	*CL$*	*0*	*0*	*16*	*16*
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL$	0	0	83.687	83.687
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL$	43.719	43.719	13.645	13.645
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL$	3.433.780	0	2.071.302	0
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL$	42.729	0	61.408	0
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL$	40.314	(40.314)	47.815	(47.815)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL$	0	0	422	(422)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL$	73.612	(73.612)	13.617	(13.617)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL$	6.154.839	0	3.777.893	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL$	0	0	12.501	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL$	526.448	(526.448)	29.243	(29.243)
86.386.700-2	*Transformadores Tusan S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Servicio de Mantención*	*CL$*	*0*	*0*	*550*	*(550)*
86.386.700-2	*Transformadores Tusan S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Intereses Cobrados*	*CL$*	*623.897*	*623.897*	*69.410*	*69.410*
86.386.700-2	*Transformadores Tusan S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Intereses Pagados*	*CL$*	*0*	*0*	*762*	*(762)*
86.386.700-2	*Transformadores Tusan S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Ingreso por arriendo de propiedades*	*CL$*	*39.341*	*39.341*	*35.550*	*35.550*
86.386.700-2	*Transformadores Tusan S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Servicios prestados*	*CL$*	*0*	*0*	*2.908*	*2.908*
76.954.578-6	*Transquinta S.A.*	*Chile*	*Matriz Común*	*Cargo único troncal*	*CL$*	*17.339*	*(17.339)*	*14.813*	*(14.813)*

CGE Magallanes S.A. y subsidiarias

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2022 31-12-2022		01-01-2021 31-12-2021	
						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	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL$	236.044.704	0	115.260.307	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL$	235.831.111	0	116.094.087	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL$	172.373	0	20.432	20.432
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL$	350.774	(350.774)	2.850	(2.850)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL$	148.129	(148.129)	7.594	(7.594)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio de gestión comercial	CL$	0	0	116.165	(116.165)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios informáticos	CL$	974.828	(974.828)	885.965	(885.965)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CL$	374.151	(374.151)	4.194	4.194
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz	Servicio de gestión de proyectos	CL$	0	0	1.386	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL$	139.240	(139.240)	203.221	(203.221)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz	Compra de activo fijo	CL$	53.463	0	46.311	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CL$	374.151	(374.151)	237.353	(237.353)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL$	22.797	(22.797)	9.195	(9.195)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL$	19.126	(19.126)	7.278	(7.278)
77.302.440-5	Tecnored S. A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL$	3.912	(3.912)	297	(297)

Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2022 31-12-2022		01-01-2021 30-09-2021	
						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	Préstamos otorgados	CL$	0	0	3.480.762	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL$	0	0	2.958.260	2.958.260
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL$	0	0	762	762
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL$	0	0	2.908	(2.908)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL$	0	0	27.027	(27.027)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Recaudación de préstamos	CL$	0	0	6.727.027	0
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL$	0	0	136.582	136.582
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL$	0	0	8	(8)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL$	0	0	13.607	(13.607)
76.411.321.7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL$	0	0	26.448	(26.448)
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL$	0	0	38.233	38.233
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL$	0	0	22.378	(22.378)

* La inversión en la Sociedad Transformadores Tusan S.A. en proceso de división social de CGE fue asignada a la naciente sociedad CGE Transmisión S.A. con efectos financieros a contar del 01-10-2021, por lo cual CGE reconoce resultados y flujos hasta el 30-09-2021

Inversiones en otras sociedades

La Compañía no cuenta con inversiones que representen más del 20% del activo total de la entidad, y que no revistan el carácter de subsidiarias o asociadas

Cumplimiento legal y normativo

En relación con clientes

CÓDIGO CMF: 8.1.1

Número de sanciones ejecutoriadas	Monto en pesos
12	$25.039.370

CGE cuenta con actividades implementadas para tales efectos, como lo es la definición de un equipo de trabajo de dedicación exclusiva, la identificación y desarrollo permanente de mejoras en los sistemas y herramientas de control, y el reforzamiento con trabajo durante los fines de semana. Adicionalmente, CGE ha coordinado la implementación de nuevas actividades para mejorar el cumplimiento y la observancia en esta materia, tales como la migración del Portal de Conexiones a servidores de alta disponibilidad de Amazon, implementación de un nuevo Portal de Conexiones integrado con nuestro sistema de gestión, incorporación de un sistema de movilidad para la gestión de conexiones en terreno, incorporación de un sistema de flujos de trabajo asociados a las solicitudes de conexión, implementación de planes de reorganización de trabajo de las brigadas de conexión post período de contingencias, como también un modelo interno de priorización y alerta de solicitudes.

En relación con sus trabajadores

CÓDIGO CMF: 8.1.2

Número de sanciones ejecutoriadas	Monto en pesos
3	$3.337.182

Si bien CGE no posee procedimientos formales, si cuenta con diversos instrumentos que permiten a sus trabajadores y ejecutivos conocer el marco normativo legal laboral aplicable a nuestra empresa, entre los cuales se consideran las menciones atingentes en cada contrato de trabajo, como también el reglamento interno de orden, higiene y seguridad, el modelo de prevención de delitos y las diversas medidas sanitarias implementadas durante y después de la pandemia producto del virus COVID-19. Dichos medios permiten conocer y prevenir infracciones a la regulación laboral vigente y aplicable.

Medioambiental

CÓDIGO CMF: 8.1.3

Sanción	Número
Sanciones ejecutoriadas del Registro Público de Sanciones de la SMA	0
Total de multas	0
Programas de cumplimiento aprobados	0
Programas de cumplimiento ejecutados satisfactoriamente	0
Planes de reparación por daño ambiental presentados	0
Planes de reparación por daño ambiental ejecutados satisfactoriamente	0

CGE no cuenta con programas de cumplimiento aprobados por la Superintendencia del Medioambiente al 31 de diciembre de 2022, no obstante durante el período de reporte se presentaron una serie proyectos, los cuales fueron comentados y observados por dicha entidad gubernamental, sin llegar a la aprobación de alguno de ellos.

Libre Competencia

CÓDIGO CMF: 8.1.4

Número de sanciones ejecutoriadas	Monto en pesos
0	$0

Tanto la Política de Responsabilidad Corporativa como el Código Ético de CGE establecen, entre otros compromisos y pautas, el deber de actuar en todo momento de acuerdo con la legislación vigente y de 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. Además, se establece la obligación de todos de guardar confidencialidad de la información reservada sobre la empresa, su estrategia, políticas, planes o activos, preservándola de ser utilizada de forma inadecuada y absteniéndonos de utilizarla indebidamente en beneficio propio o de terceros.

Otros

CÓDIGO CMF: 8.1.5

Número de sanciones ejecutoriadas	Monto en pesos
0	$0

La Compañía cuenta con una política y procedimiento de prevención de delitos, a través de las cuales se establecen los lineamientos en los cuales se sustenta la implantación, administración, actualización, operación y supervisión del Modelo de Prevención de Delitos de la Compañía (MPD), de acuerdo con lo establecido por la Ley N°20.393 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, con lo que se busca promover la prevención y detección oportuna de la comisión de los delitos incluidos en el alcance de esta Ley."
La Compañía no ha sido objeto de investigaciones por parte del Ministerio Público, ni procesada o condenada por los tribunales de justicia por los delitos incluidos en el alcance de la Ley N° 20.393.

Hechos relevantes o esenciales

3 de marzo de 2022

Hecho Esencial

Con fecha 11 de febrero del año 2022 fue publicada la Ley 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la Pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables.

Esta ley considera la extinción de una parte significativa de las deudas contraídas con las empresas de distribución de electricidad por parte de los usuarios individualizados en su artículo 1°, devengadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, luego de pagadas las 48 cuotas mensuales iniciales con cargo al subsidio establecido en esa misma ley, mediante convenios celebrados por el Ministerio de Energía, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo.

Atendido que el convenio propuesto a CGE por el Ministerio de Energía contempla la condonación de las deudas referidas en aquella parte no cubierta por este subsidio, y la renuncia de toda acción de cobro respecto de las mismas sin ofrecer ningún mecanismo para atenuar las pérdidas que esto involucra, en resguardo de sus derechos y el de sus accionistas, el directorio de la Sociedad ha acordado por unanimidad de sus asistentes en sesión ordinaria celebrada con fecha 2 de marzo de 2022, comunicar como hecho esencial su decisión en el sentido de no autorizar la firma de dicho convenio y estudiar las

alternativas destinadas a evitar la aplicación de esa ley en aquella parte que la priva y dispone de una proporción relevante de los créditos devengados durante el periodo referido por la prestación y venta de energía eléctrica a sus clientes finales o bien, en su caso, obtener la debida compensación de los perjuicios provenientes de la aplicación de la misma.

El monto de las deudas contempladas en dicha ley y no cubiertos por el subsidio y sus costos asociados, se han estimado, en forma preliminar, en setenta millones de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, aproximadamente.

La Sociedad continúa analizando los efectos materiales provenientes de la aplicación de la ley señalada, estando pendiente a esta fecha la dictación del Decreto Supremo que regulará la entrega de dicho subsidio e implementación de la ley indicada.

Fuente: ver_sgd.php (cmfchile.cl)

30 de marzo

Información relevante

De acuerdo con lo dispuesto en la Circular N° 660 de fecha 22 de octubre de 1986 de esa Comisión, cumplo con informar a Ud. que el Directorio de esta sociedad ha acordado, en sesión realizada el día 30 de marzo de 2022, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, fijada para el día 21 de abril del presente año, el reparto del dividendo definitivo N°12 de $0,791.- por acción, a pagarse el día 29 de abril de 2022, con cargo a las utilidades del ejercicio 2021.

De ser aprobado por la Junta el pago del referido dividendo definitivo, tendrán derecho a este último los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del día 23 de abril de 2022.

Fuente: Microsoft Word - GG 042_CGE Hecho Relevante CMF (cmfchile.cl)

Comentarios de accionistas y del comité de directores

La Compañía informa que, al 31 de diciembre de 2022, 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 Nº18.046.





Otras Métricas

Cifras de personas **136**
Equidad salarial por sexo **139**
Cifras de seguridad laboral **139**

Cifras de personas

Número de personas por sexo

CÓDIGO CMF: 5.1.1

Categoría	Hombre	Mujer	Total
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	35	7	42
Jefatura	95	17	112
Operario	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0
Administrativo	13	14	27
Auxiliar	2	0	2
Otros profesionales	448	89	537
Otros técnicos	29	2	31
Total	622	129	751

Número de personas por nacionalidad

CÓDIGO CMF: 5.1.2

Número de personas por nacionalidad	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Chilenos	0	37	111	0	0	26	2	532	31	739
Hombre	0	31	94	0	0	13	2	444	29	613
Mujer	0	6	17	0	0	13	0	88	2	126
Chinos	0	1	0	0	0	0	0	2	0	3
Hombre	0	1	0	0	0	0	0	2	0	3
Mujer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras nacionalidades	0	4	1	0	0	1	0	3	0	9
Hombre	0	3	1	0	0	0	0	2	0	6
Mujer	0	1	0	0	0	1	0	1	0	3
Total	0	42	112	0	0	27	2	537	31	751

Número de personas por rango de edad

CÓDIGO CMF: 5.1.3

Número de personas por rango de edad	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Menos de 30 años	0	0	1	0	0	1	0	33	0	35
Hombre	0	0	0	0	0	1	0	28	0	29
Mujer	0	0	1	0	0	0	0	5	0	6
Entre 30 y 40 años	0	8	32	0	0	8	0	176	7	231
Hombre	0	6	22	0	0	4	0	135	7	174
Mujer	0	2	10	0	0	4	0	41	0	57
Entre 41 y 50 años	0	23	52	0	0	11	1	167	9	263
Hombre	0	20	47	0	0	5	1	134	7	214
Mujer	0	3	5	0	0	6	0	33	2	49
Entre 51 y 60 años	0	10	23	0	0	5	0	128	12	178
Hombre	0	8	22	0	0	1	0	119	12	162
Mujer	0	2	1	0	0	4	0	9	0	16
Entre 61 y 70 años	0	1	4	0	0	2	1	31	3	42
Hombre	0	1	4	0	0	2	1	30	3	41
Mujer	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Más de 70 años	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2
Hombre	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2
Mujer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	42	112	0	0	27	2	537	31	751

Antigüedad laboral

CÓDIGO CMF: 5.1.4

Número de personas por rango de edad	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Menos de 3años	0	7	11	0	0	0	0	126	5	149
Hombre	0	5	8	0	0	0	0	108	5	126
Mujer	0	2	3	0	0	0	0	18	0	23
Entre 3 y 6 años	0	1	2	0	0	3	0	19	4	29
Hombre	0	1	2	0	0	1	0	14	3	21
Mujer	0	0	0	0	0	2	0	5	1	8
Más de 6 y menos de 9 años	0	6	13	0	0	6	1	55	1	82
Hombre	0	5	11	0	0	4	1	46	1	68
Mujer	0	1	2	0	0	2	0	9	0	14
Entre 9 y 12 años	0	7	23	0	0	5	0	66	1	102
Hombre	0	6	17	0	0	2	0	38	1	64
Mujer	0	1	6	0	0	3	0	28	0	38
Más de 12 años	0	21	63	0	0	13	1	271	20	389
Hombre	0	18	57	0	0	6	1	242	19	343
Mujer	0	3	6	0	0	7	0	29	1	46
Total	0	42	112	0	0	27	2	537	31	751

Número de personas con discapacidad

CÓDIGO CMF: 5.1.5

Categoría	Hombre	Mujer	Total
Alta Gerencia	0	0	0
Gerencia	1	0	1
Jefatura	1	0	1
Operario	0	0	0
Fuerza de venta	0	0	0
Administrativo	0	0	0
Auxiliar	0	0	0
Otros profesionales	5	1	6
Otros técnicos	0	0	0
Total	7	1	8

Formalidad laboral

CÓDIGO CMF: 5.2

Tipo de contrato	N°	%
Indefinido	751	100%
Hombre	622	83%
Mujer	129	17%
Plazo fijo	0	0%
Hombre	0	0%
Mujer	0	0%
Por obra o faena	0	0%
Hombre	0	0%
Mujer	0	0%
Honorarios	0	0%
Hombre	0	0%
Mujer	0	0%
Total	751	-

Adaptabilidad laboral

CÓDIGO CMF: 5.3

Tipo de jornada	N°	%
Jornada ordinaria	87	12%
Hombre	84	14%
Mujer	3	2%
Jornada parcial	0	0%
Hombre	0	0%
Mujer	0	0%
Pactos de adaptabilidad	0	0%
Hombre	0	0%
Mujer	0	0%
Teletrabajo	664	88%
Hombre	538	86%
Mujer	126	98%
Total	751	-

Equidad salarial por sexo

Brecha salarial

CÓDIGO CMF: 5.4.2

Categoría	Media	Mediana
Alta Gerencia	-	-
Gerencia	94	107
Jefatura	90	88
Operario	-	-
Fuerza de venta	-	-
Administrativo	96	107
Auxiliar	N.A	N.A
Otros profesionales	78	72
Otros técnicos	126	120
Total	82	72

Cifras de seguridad laboral

DIGO CMF: 5.6

Tasa de accidentabilidad

Métrica	2022	Meta
Tasa de accidentabilidad	0,135	0

Tasa de fatalidad

Métrica	2022	Meta
Tasa de Fatalidad	0	0

Tasa de enfermedades profesionales

Métrica	2022	Meta
Tasa enfermedades profesionales	0	0

Promedio de días perdidos por accidentes

Métrica	2022	Meta
Promedio días promedios por accidentes	4	0

Tablas SASB

Tabla SASB

CÓDIGO CMF: 8.2

El equipo ejecutivo de la Compañía ha decidido divulgar la industria Compañías Eléctricas y Generadores Eléctricos para su ejercicio 2022.

Emisiones de gases de efecto invernadero y planificación de los recursos energéticos

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-110a.1	(1) Emisiones mundiales brutas de alcance 1	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO -e	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.
	(2) Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de limitación de emisiones	Cuantitativo	Porcentaje (%)	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.
	(3) Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de notificación de emisiones	Cuantitativo	Porcentaje (%)	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.
IF-EU-110a.2	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a los suministros de energía	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO -e	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.
IF-EU-110a.3	Análisis de la estrategia o plan a largo y corto plazo para gestionar las emisiones de alcance 1, objetivos de reducción de emisiones y análisis de los resultados en relación con esos objetivos	Debate y análisis	n/a	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.
IF-EU-110a.4	1) Número de clientes a los que preste servicio en los mercados sujetos a los estándares sobre las carteras de renovables (RPS)	Cuantitativo	Número, porcentaje (%)	No aplica para CGE, ya que la Compañía participa del negocio de distribución, no de generación.
	2) Porcentaje de cumplimiento del objetivo de las RPS, por cada mercado	Cuantitativo	Número, porcentaje (%)	No aplica para CGE, ya que la Compañía participa del negocio de distribución, no de generación.

Calidad del aire

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N2O), 2) SOx, 3) material particulado (PM10), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg);	Cuantitativo	Porcentaje (%)	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.
	el porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	Cuantitativo	porcentaje (%)	La Compañía no ha realizado el cálculo de emisiones.

Gestión del agua

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-140a.1	(1) Total de agua extraída, (2) total de agua consumida, porcentaje de cada una en regiones con un estrés hídrico inicial alto o extremadamente alto	Cuantitativo	Mil metros cúbicos (m^3), porcentaje (%)	CGE no utiliza agua en su proceso productivo, sin embargo, la cantidad utilizada para el consumo humano en sus dependencias el año 2022 fue de 86.552 m^3, a nivel nacional desde la región de Arica y Parinacota hasta la Araucanía.
IF-EU-140a.2	Número de incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua	Cuantitativo	Número	No se reportaron incidentes relacionados a este tema, sin embargo, es importante mencionar, que CGE no utiliza agua en su proceso productivo.
IF-EU-140a.3	Descripción de los riesgos de la gestión del agua y análisis de las estrategias y las prácticas para mitigarlos	Debate y análisis	n/a	CGE no utiliza agua en su proceso productivo.

Gestión de las cenizas de carbón

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-150a.1	Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC)	Cuantitativo	Toneladas métricas (t)	El giro de CGE es distribución de energía eléctrica, por lo que, al no ser una generadora, no utiliza combustión de carbón en su proceso productivo.
	Porcentaje reciclado	Cuantitativo	Porcentaje (%)	El giro de CGE es distribución de energía eléctrica, por lo que, al no ser una generadora, no utiliza combustión de carbón en su proceso productivo.
IF-EU-150a.2	Número total de embalses de residuos generados por la combustión del carbón (RCC), desglosado por clasificación del potencial de riesgos y por la evaluación de la integridad estructural	Cuantitativo	Número	El giro de CGE es distribución de energía eléctrica, por lo que, al no ser una generadora, no utiliza combustión de carbón en su proceso productivo.

Asequibilidad de la energía

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-240a.1	Tarifa eléctrica promedio al por menor para clientes (1) residenciales, (2) comerciales y (3) industriales	Cuantitativo	Velocidad	Para efectos de determinar la tarifa media de los consumidores finales se utilizan las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados fijadas mediante Decreto N°11T-2016, modificado por el Decreto N° 5T-2018, ambos del Ministerio de Energía. En particular, para los clientes residenciales se consideró la opción tarifaria BT1, mientras que para los clientes comerciales e industriales se consideró el resto de las opciones tarifarias, atendido que no existen tarifas específicas para dichos tipos de consumos. En ambos casos se consideró la facturación efectiva realizada durante el año 2022. (1) tarifa media residencial: 131,68 $/kWh; (2) y (3) tarifa media otros clientes: 119,96 $/kWh. Finalmente, se hace presente que los valores calculados no incluyen la facturación a clientes no sometidos a regulación de precios: clientes libres y de peajes.
IF-EU-240a.2	Factura típica de electricidad mensual de los clientes residenciales por (1) 500 kWh y (2) 1000 kWh de electricidad suministrada cada mes	Cuantitativo	Divisa para comunicar	Para la determinación de la factura típica de los clientes residenciales, se consideró la tarifa media de dichos clientes. (1) Factura típica primero 500 kWh: 65.839 $/mes (2) Factura típica primeros 1.000 kWh: 131.677 $/mes
IF-EU-240a.3	Número de cortes de suministro eléctrico de los clientes residenciales por falta de pago	Cuantitativo	Número	Durante el año 2022 se realizaron 291.168 cortes clientes residenciales tarifa BT1
	Porcentaje reconectado antes de 30 días	Cuantitativo	Porcentaje (%)	Durante el año 2022 el porcentaje de reposiciones de suministro realizadas antes de 30 días, desde que se ha efectuado el pago de la deuda: 100%
IF-EU-240a.4	Análisis del efecto de los factores externos en la asequibilidad de la electricidad para los clientes, incluidas las condiciones económicas del territorio de servicio	Debate y análisis	n/a	Las fórmulas tarifarias aplicables a los consumidores sometidos a regulación de precios se encuentran fijadas en el Decreto N° 11T-2016, modificado por el decreto N° 5T-2018, ambos del Ministerio de Energía. Dichas formulas consideran los costos correspondientes a la cadena completa de suministro eléctrico: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, los que explican, aproximadamente, un 70%, un 10% y un 20% de la tarifa final, respectivamente. Así, la componente más importante en la tarifa final, y que puede tener un mayor impacto en la asequibilidad de los clientes al suministro eléctrico corresponde a la componente de generación. Al respecto, se debe tener presente que los precios de suministro correspondiente al segmento de generación se determinan mediante licitación de suministro públicas, en la cuales lo oferentes que presenten las ofertas más económicas son adjudicados para entregar el suministro eléctrico en periodo entre 15 y 20 años. Las citadas ofertas se expresan en dólares de Norteamérica y está sujetas a mecanismos de indexación que consideran parámetros como el consumer price index (CPI) y los precios de los distintos tipos de combustibles. Así, un alza significativa en el valor del tipo de cambio, en el indicador CPI o en los precios de los combustibles, parámetros externos a la gestión de las empresas concesionarias de distribución, podrían generan incrementos importantes en las tarifas eléctricas, lo que afectaría directamente a la asequibilidad al suministro eléctricos, principalmente para familias de menores ingresos. Por otra parte, si bien los segmentos de transmisión y distribución también se pueden ver afectados por la variación del CPI, del tipo de cambio o del índice de precios al consumidor (IPC), parámetros típicamente considerados en sus fórmulas de indexación, su impacto en la asequibilidad al servicio eléctrico es más reducido, en primer lugar, por su menor peso relativo en la tarifa final de los clientes regulados y, en segundo lugar, porque la determinación del costo de dichos segmentos se determina cada 4 años mediante procesos regulados conducidos por la Comisión Nacional de Energía y finalmente fijados por el Ministerio de Energía.

Salud y seguridad de la fuerza laboral

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-320a.1	(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR)	Cuantitativo	Velocidad	La tasa de accidentabilidad de CGE en el 2022 fue de 0,129
	(2) Tasa de mortalidad	Cuantitativo	Velocidad	Durante el 2022 no se registraron accidentes fatales en CGE
	(3) Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)	Cuantitativo	Velocidad	La tasa de frecuencia de cuasi accidentes en CGE fue de 11

Eficiencia del uso final y demanda

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-420a.1	Porcentaje de los ingresos de las empresas de servicios eléctricos que proceden de estructuras tarifarias que (1) están desacopladas y (2) contienen un mecanismo de ajuste por pérdida de ingresos (LRAM)	Cuantitativo	Porcentaje (%)	Las fórmulas tarifarias no aplican para CGE, debido a que los ingresos de distribución están acoplados, es decir, están relacionadas con la demanda y por otra parte el esquema tarifario actual no considera un mecanismo LRAM.
IF-EU-420a.2	Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente	Cuantitativo	Porcentaje (%) por megavatios hora (MWh)	No aplica, ya que la Compañía no cuenta con medidores inteligentes instalados en los clientes finales
IF-EU-420a.3	Ahorro de electricidad por parte de los clientes, gracias a las medidas de eficiencia, por cada mercado	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	No aplica, ya que la Compañía no cuenta con medidores inteligentes instalados en los clientes finales

Seguridad nuclear y gestión de las emergencias

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-540a.1	Número total de unidades de energía nuclear, desglosado por la columna «Matriz de acciones» de la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos (NRC)	Cuantitativo	Número	No aplica para CGE
IF-EU-540a.2	Descripción de las iniciativas para gestionar la seguridad nuclear y la preparación ante situaciones de emergencia	Debate y análisis	n/a	No aplica para CGE

Resistencia de la red eléctrica

CÓDIGO	PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-550a.1	Número de incidentes de no conformidad de los estándares o reglamentos de seguridad física o cibernética	Cuantitativo	Número	**Seguridad física** Está en ejecución un plan de seguridad, el cual se diseñó con la finalidad de mejorar los niveles de protección y seguridad de las personas y todo activo estratégico industrial, con la finalidad de garantizar la continuidad del suministro eléctrico. La información de detalle es privada y es entregada a la entidad fiscalizadora. **Ciberseguridad** CGE cuenta con un plan director de Ciberseguridad orientado a disminuir las principales amenazas digitales a nivel mundial, este plan consolida todos los criterios y requisitos de ciberseguridad considerando la legislación aplicable e incorpora estándares solicitados para el sector eléctrico, además de otros estándares reconocidos internacionalmente.
IF-EU-550a.2	(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI), (2) Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI), y (3) Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI), que incluye los días en los que se produzcan sucesos graves	Cuantitativo	Minutos, número	SAIDI total: 17 horas - SAIDI propio 7,2 horas SAIFI total: 7,4 veces - SAIFI propio 2,7 veces CAIDI total: 2,3 horas - CAIDI propio 2,7 horas

Parámetros de actividad

CÓDIGO	PARÁMETRO DE ACTIVIDAD	CATEGORÍA	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA CGE
IF-EU-000.A	Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Cuantitativo	Número	El número de clientes a los que se presta servicio para cada categoría se considerará como el número de medidores facturados a los clientes residenciales, comerciales e industriales. Residencial: 3.128.229 Comercial: 49.967 Industrial: 29.058 **Total: 3.207.254**
IF-EU-000.B	La electricidad total suministrada a: (1) los clientes residenciales, (2) los clientes comerciales, (3) los clientes industriales, (4) todos los demás clientes minoristas y (5) los clientes mayoristas	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	(1) Clientes residenciales: 6.329.000 MWh (2) Clientes comerciales: 3.632.000 MWh (3) Clientes industriales: 5.350.000 MWh (4) Clientes minoristas: 543.000 MWh (5) Clientes mayoristas: 282.000 MWh
IF-EU-000.C	Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Cuantitativo	Kilómetros (km)	Redes de distribución de media tensión: 33.457 km Redes de distribución de baja tensión: 38.507 km
IF-EU-000.D	Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh), Porcentaje (%)	No aplica para CGE
IF-EU-000.E	Total de electricidad comprada al por mayor	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	Regulado: 12.898 Libre:294 ATR:5.160 **Total: 18.352**

Tabla SASB Edelmag
(subsidiaria CGE)

Emisiones

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	
(1) Emisiones totales brutas de alcance 1	Cuantitativo	IF-EU-110a.1	
(2) Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de limitación de emisiones,	Cuantitativo	IF-EU-110a.1	
(3) Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de notificación de emisiones,	Cuantitativo	IF-EU-110a.1	
Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a los suministros de energía,	Cuantitativo	IF-EU-110a.2	
Análisis de la estrategia o plan a largo y corto plazo para gestionar las emisiones de alcance 1, objetivos de reducción de emisiones y análisis de los resultados en relación con esos objetivos	Debate y análisis	IF-EU-110a.3	
1) Número de clientes a los que preste servicio en los mercados sujetos a los estándares sobre las carteras de renovables (RPS)	Cuantitativo	IF-EU-110a.4	
2) Porcentaje de cumplimiento del objetivo de las RPS, por cada mercado	Cuantitativo	IF-EU-110a.5	

(*) Empresa Eléctrica de Magallanes efectuó la medición y estimación de emisiones gaseosas, para el turbogenerador HITACHI, de la Central Tres Pu
Centrales Termoeléctricas. el proceso si efectúa mediante la adquisición, procesamiento y reporte de datos, a través de un Sistema de Monitoreo Co
de Res. Ex. N°765/2014.

Por su parte, las emisiones de los turbogeneradores SOLAR MARS, SOLAR TITÁN 3, GE 10 y SOLAR TITÁN 7, de la Central Tres Puentes, estimadas
Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario.

La reportabilidad de emisiones se efectuó a través de los portales Sistema Centrales Termoeléctricas (SICTER) y Sistema Impuestos Verdes (SIV), re

Durante el ejercicio del periodo 2021, la cuantificación de emisiones para los contaminantes que se indican, expresada en toneladas, en la Memoria A

Por otro lado, la Compañía declaró los niveles de actividad, en términos de consumos de combustible y horas de funcionamiento de todas sus unida
Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC). La mencionada declaración se efectuó en el Portal Ventanilla Única, de la Superinte
conocimiento público.

(**) Empresa Eléctrica de Magallanes no cuantifica la totalidad de los gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, cumple con los niveles máxim
de Medio Ambiente, Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

(***) Empresa Eléctrica de Magallanes no realiza la cuantificación de GEI para determinar su huella de carbono, de acuerdo con metodologías actual

	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
	Toneladas métricas (t) de CO -e	140,996 toneladas de dióxido de carbono (*)
	Porcentaje (%)	100% (**)
	Porcentaje (%)	100% (**)
	Toneladas métricas (t) de CO -e	ND (***)
	No corresponde	Actualmente, Empresa Eléctrica de Magallanes no posee una estrategia o plan, para el corto, mediano largo plazo, que apunte a la reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos. Sin perjuicio de lo anterior, durante 2022, se pusieron en marcha dos sistemas de abatimiento de óxidos de nitrógeno (NOx), en unidades generadoras (UGE) de las centrales Porvenir y Puerto Williams. Se trata de la operación de sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR), con una eficiencia de diseño del 90%, cuyo objetivo es reducir 100 toneladas de contaminantes al año. Los sistemas de abatimiento permitieron reducir aproximadamente 73,3 toneladas de contaminante.
	Número, porcentaje (%)	NA
	Número, porcentaje (%)	NA

entes de punta Arenas, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N°13/2011, del Ministerio de Medio Ambiente, Establece Norma de Emisión para ntinuo de Emisiones (CEMS) instalado en la unidad generadora, cuya operación está aprobada por la Superintendencia del Medio Ambiente, a través

de acuerdo con lo establecido en el artículo 8°, de la Ley N°20.780/2014, del Ministerio de Hacienda, Establece Reforma Tributaria que Modifica el

spectivamente.

nual,

des generadoras (UGE), dando cumplimiento a lo solicitado en el Decreto N°1/2013, del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Reglamento del endencia del Medio Ambiente. Con la información remitida, la Autoridad efectúa la cuantificación de contaminantes, siendo esta información de

os permitidos para óxidos de nitrógeno, expresados como NOx, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15°, del Decreto N°13/2011, del Ministerio

mente vigentes y validadas.

Calidad del aire

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N2O), 2) SOx, 3) material particulado (PM10), 4) plomo (Pb) y 5) mercurio (Hg);	Cuantitativo	IF-EU-120a.1	Tonelada métrica	Empresa Eléctrica de Magallanes no efectúa la cuantificación de emisiones para óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx), material particulado de 10 micrones (MP10), plomo y compuestos de plomo (Pb), mercurio y compuestos de mercurio (Hg) No obstante lo anterior, la Compañía declaró los niveles de actividad, en términos de consumos de combustible y horas de funcionamiento de todas sus unidades generadoras (UGE), dando cumplimiento a lo solicitado en el Decreto N°1/2013, del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Reglamento del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC). La mencionada declaración se efectuó en el Portal Ventanilla Única, de la Superintendencia del Medio Ambiente. Con la información remitida, la Autoridad efectúa la cuantificación de contaminantes, siendo esta información de conocimiento público.
El porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	Cuantitativo	IF-EU-120a.1	porcentaje (%)	0%

Gestión del agua

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
(1) Total de agua extraída, (2) total de agua consumida, (3) porcentaje de cada una en regiones con un estrés hídrico inicial alto o extremadamente alto	Cuantitativo	IF-EU-140a.1	Mil metros cúbicos (m), porcentaje (%)	6.483 m3 % 0 zona de estrés hídrico (*)
Número de incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua	Cuantitativo	IF-EU-140a.2	Número	0 (**)
Descripción de los riesgos de la gestión del agua y análisis de las estrategias y las prácticas para mitigarlos	Debate y análisis	IF-EU-140a.3	n/a	Empresa Eléctrica de Magallanes no extrae, procesa, ni almacena agua en sus procesos de generación, transporte o distribución de energía eléctrica. Las aguas empleadas en consumo sanitario, son devueltas a la red de alcantarillado público que, posteriormente, los conduce a planta de tratamiento de residuos líquidos, para ser tratadas antes de su devolución.

(*)Empresa Eléctrica de Magallanes se abastece de agua para consumo humano y suministro de sus procesos, exclusivamente, a través de la conexión a las redes de la empresa sanitaria local. Cuenta con un total de 15 servicios, distribuidos de la siguiente forma: 7 en la ciudad de Punta Arenas, 4 en Puerto Natales, 2 en Porvenir y 2 en Puerto Williams. Bajo el supuesto de que el 20% del agua destinada a consumo humano, se emplea para ser bebida, se estima que 5.186 m3 fueron devueltos a la red de alcantarillado público que, posteriormente, los condujo a planta de tratamiento de residuos líquidos, para ser tratadas antes de su devolución.

(**) Empresa Eléctrica de Magallanes no registra incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua

Gestión de las cenizas de carbón

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC)	Cuantitativo	IF-EU-150a.1	Toneladas métricas (t)	0 Empresa Eléctrica de Magallanes no posee procesos de generación eléctrica en base a combustión de carbón.
Porcentaje reciclado	Cuantitativo	IF-EU-150a.1	Porcentaje (%)	0 Empresa Eléctrica de Magallanes no posee procesos de generación eléctrica en base a combustión de carbón.
Número total de embalses de residuos generados por la combustión del carbón (RCC), desglosado por clasificación del potencial de riesgos y por la evaluación de la integridad estructural	Cuantitativo	IF-EU-150a.2	Número	0 Empresa Eléctrica de Magallanes no posee procesos de generación eléctrica en base a combustión de carbón.

Salud y seguridad de la fuerza laboral

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR)	Cuantitativo	IF-EU-320a.1	Tasa de frecuencia	0,9
(2) Tasa de mortalidad	Cuantitativo	IF-EU-320a.1	Tasa de frecuencia	0
(3) Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR)	Cuantitativo	IF-EU-320a.1	Tasa de frecuencia	ND

Eficiencia del uso final y demanda

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Porcentaje de los ingresos de las empresas de servicios eléctricos que proceden de estructuras tarifarias que (1) están desacopladas y (2) contienen un mecanismo de ajuste por pérdida de ingresos (LRAM)	Cuantitativo	IF-EU-420a.1	Porcentaje (%)	NA
Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente	Cuantitativo	IF-EU-420a.2	Porcentaje (%) por megavatios hora (MWh)	NA
Ahorro de electricidad por parte de los clientes, gracias a las medidas de eficiencia, por cada mercado	Cuantitativo	IF-EU-420a.3	Megavatios hora (MWh)	NA

Seguridad nuclear y gestión de las emergencias

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Número total de unidades de energía nuclear, desglosado por la columna «Matriz de acciones» de la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos (NRC)	Cuantitativo	IF-EU-540a.1	Número	NA
Descripción de las iniciativas para gestionar la seguridad nuclear y la preparación ante situaciones de emergencia	Debate y análisis	IF-EU-540a.2	n/a	NA

Resistencia de la red eléctrica

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Número de incidentes de no conformidad de los estándares o reglamentos de seguridad física o cibernética	Cuantitativo	IF-EU-550a.1	Número	O (*)
(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI), (2) Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI), y (3) Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI), que incluye los días en los que se produzcan sucesos graves	Cuantitativo	IF-EU-550a.2	Minutos, número	SAIDI: 6,02 HORAS SAIFI: 1,93 veces CAIDI: ND
(*) EDELMAG cuenta con un plan director de Ciberseguridad orientado a disminuir las principales amenazas digitales a nivel mundial, este plan consolida todos los criterios y requisitos de ciberseguridad considerando la legislación aplicable e incorpora estándares solicitados para el sector eléctrico, además de otros estándares reconocidos internacionalmente.				

Asequibilidad de la energía

PARÁMETRO DE CONTABILIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Tarifa eléctrica promedio al por menor para clientes (1) residenciales, (2) comerciales y (3) industriales	Cuantitativo	IF-EU-240a.1	Velocidad (KWh)	Residencial: 128,5 Comercial: 98,3 Industrial: 101,3
Factura típica de electricidad mensual de los clientes residenciales por (1) 500 kWh y (2) 1000 kWh de electricidad suministrada cada mes	Cuantitativo	IF-EU-240a.2	Divisa para comunicar (CLP)	500 kWh 76.461 IVA incluido 1000 kWh 152.921 IVA incluido
Número de cortes de suministro eléctrico de los clientes residenciales por falta de pago	Cuantitativo	IF-EU-240a.3	Número	9,803
Porcentaje reconectado antes de 30 días	Cuantitativo	IF-EU-240a,3	Porcentaje (%)	97
Análisis del efecto de los factores externos en la asequibilidad de la electricidad para los clientes, incluidas las condiciones económicas del territorio de servicio	Debate y análisis	IF-EU-240a.4	n/a	EDELMAG opera en un sistema mediano cuya zona de concesión incluye a las capitales provinciales de la región de Magallanes, ciudades donde se concentra la mayor cantidad de población. En cada una de esas ciudades se encuentran emplazadas centrales generadoras térmicas que abastecen los requerimientos de 68.855 clientes. Estas centrales no se encuentran interconectadas entre sí. Esta compañía es la principal generadora de electricidad en la región de Magallanes y la única distribuidora. La región posee una superficie de 1.382.291,10 km2, correspondiendo 132.291,10 km2 a su parte continental y por el Territorio Chileno Antártico, 1.250.000 km2 representando en total al 68,9% de la superficie nacional. Según el Censo 2017 la población alcanzaba los 166.533 habitantes y una densidad de 1,26 habitantes por kilómetro cuadrado. Su principal centro urbano es Punta Arenas con 131.592 habitantes, seguido por Puerto Natales (21.477 habitantes) Porvenir (6.801 habitantes) y Puerto Williams (2.063 habitantes) todos ellos capitales de sus respectivas provincias, las cuales junto a la localidad de Cerro Castillo cuentan con suministro eléctrico provisto por EDELMAG. También está conformado por otras 5 pequeñas comunas rurales que tienen alrededor de 3.253 habitantes, en estos últimos la energía eléctrica es provista por los municipios con restricciones horarias y de calidad en el suministro, la distancia entre los distintos asentamientos hace muy difícil la interconexión con las centrales generadoras existente, así como también la regulación actual. La región presenta una tasa de desocupación de 6% para trimestre móvil de julio a septiembre de 2022, según información del portal del INE.

Parámetros de actividad

PARÁMETRO DE ACTIVIDAD	CATEGORÍA	CÓDIGO	UNIDAD DE MEDIDA	RESPUESTA
Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Cuantitativo	IF-EU-000.A	Número	Residenciales 63.521 Comerciales 5.118 Industriales 216
La electricidad total suministrada a: (1) los clientes residenciales, (2) los clientes comerciales, (3) los clientes industriales, (4) todos los demás clientes minoristas y (5) los clientes mayoristas	Cuantitativo	IF-EU-000.B	Megavatios hora (MWh)	Residenciales 145.049 Comerciales 135.973 Industriales 72.904
Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Cuantitativo	IF-EU-000.C	Km	Líneas de Alta Tensión 66 kV 8,5 km Líneas de Media Tensión 526,01 km Líneas de Baja Tensión 714,96 km
Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados	Cuantitativo	IF-EU-000.D	Megavatios hora (MWh), Porcentaje (%)	Gas Natural 334.423 MWh 86,17% Diésel 14.787 MWh 3,81% Eólico 38.898 MWh 10,02 % (generado por otros actores del sistema) Total 388.108 MWh 100%
Total de electricidad comprada al por mayor	Cuantitativo	IF-EU-000.E	Megavatios hora (MWh)	38,898 MWh, correspondiente a energía generada por parques eólicos ubicados en el sistema eléctrico Punta Arenas

Índice NCG N°461

Índice NCG N°461

CÓDIGO CMF: 1

Código NCG N°461	Requerimiento	Capítulo	Sección	Página
2	Perfil de la entidad	-	-	-
2.1	Misión, visión, propósito y valores[1]	Perfil de la Compañía	Misión, visión, propósito y valores	14
2.2	Información histórica	Perfil de la Compañía	Información histórica	15 - 17
2.3	Propiedad	-	-	-
2.3.1	Situación de control	Propiedad y control	Situación de control	22
2.3.2	Cambios importantes en la propiedad o control	Propiedad y control	Cambios importantes en la propiedad o control	22
2.3.3	Identificación de socios o accionistas mayoritarios	Propiedad y control	Identificación de socios o accionistas mayoritarios	23
2.3.4	Acciones, sus características y derechos	-	-	-
2.3.4 i.	Descripción de las series de acciones	Propiedad y control	Situación de control	22
2.3.4 ii.	Política de dividendos	Otra información corporativa	Política de dividendos	114
2.3.4 iii.	Información estadística	-	-	-
2.3.4 iii. a.	Dividendos	Otra información corporativa	Dividendos	114
2.3.4 iii. b.	Transacciones en bolsas	Otra información corporativa	Información estadística	115
2.3.4 iii. c.	Número de accionistas	Propiedad y control	Situación de control	22
2.3.5	Otros Valores	Otra información corporativa	Otros valores	116 - 117
3	Gobierno corporativo	-	-	-
3.1	Marco de gobernanza	Propiedad y control	Gobierno Corporativo	25 - 26
3.1 i.	Buen funcionamiento del Gobierno Corporativo	Propiedad y control	Órganos de gobierno	25 - 26
3.1 ii.	Enfoque de sostenibilidad en los negocios	Propiedad y control	Órganos de gobierno	25 - 26
3.1 iii.	Detección y gestión de conflictos de interés	Propiedad y control	Detección y gestión de conflictos de interés	37
3.1 iv.	Intereses de los grupos de interés	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Grupos de interés	70 - 73
3.1 v.	Promoción de la innovación	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Integración de la innovación en la gestión de negocios	69
3.1 vi.	Reducción de barreras organizacionales	Propiedad y control	Reducción de barreras organizacionales	37
3.1 vii.	Identificación de capacidades y conocimientos	Propiedad y control	Identificación de capacidades y conocimientos	38
3.1 vii.	Organigrama	Propiedad y control	Organigrama	35
3.2	Directorio	Propiedad y control	Directorio	28 - 29
3.2 i.	Identificación miembros del Directorio	Propiedad y control	Directorio	28 - 29
3.2 ii.	Ingresos de los miembros del Directorio	Propiedad y control	Ingresos de los miembros del Directorio	31
3.2 iii.	Política de contratación de expertos	Propiedad y control	Política de contratación de expertos	38

La Compañía no tiene declarado públicamente su propósito y valores, los que se encuentran en documentos internos.

Código NCG N°461	Requerimiento	Capítulo	Sección	Página
3.2 iv.	Matriz de conocimientos del Directorio	Propiedad y control	Matriz de conocimientos y experiencia	32
3.2 v.	Procedimientos de inducción de nuevos miembros del Directorio	Propiedad y control	Procedimiento de inducción al Directorio	38
3.2 vi.	Periodicidad de reuniones con Riesgos, Auditoría Interna y Auditoria Externa	Propiedad y control	Periodicidad de reuniones del Directorio	38 - 39
3.2 vii.	Cómo se informa respecto a materias ambientales, sociales y de cambio climático	Propiedad y control	Unidad de gestión ambiental y social	39
3.2 viii.	Visitas a terreno	Propiedad y control	Visitas a terreno	39
3.2 ix.	Evaluación del Directorio	Propiedad y control	Evaluación del Directorio	39
3.2 ix. a.	Áreas de capacitación	Propiedad y control	Evaluación del Directorio	39
3.2 ix. b.	Detección y reducción de barreras organizacionales	Propiedad y control	Evaluación del Directorio	39
3.2 ix. c.	Contratación de asesorías de expertos para evaluación del desempeño y funcionamiento del Directorio	Propiedad y control	Evaluación del Directorio	39
3.2 x.	Número mínimo de reuniones ordinarias	Propiedad y control	Número mínimo de sesiones ordinarias	32
3.2 xi.	Cambio en su forma de organización interna y funcionamiento	Propiedad y control	Cambio en su forma de organización	33
3.2 xii.	Sistema de información remoto	Propiedad y control	Sistema de información remoto	32
3.2 xiii.	Conformación del Directorio	Propiedad y control	Diversidad del Directorio	33
3.2 xiii. a.	Número total de directores	Propiedad y control	Número total de directores	33
3.2 xiii. b.	Número de directores por nacionalidad	Propiedad y control	Número de directores por nacionalidad	33
3.2 xiii. c.	Número de directores por rango de edad	Propiedad y control	Número de directores por rango de edad	34
3.2 xiii. d.	Número de directores por antigüedad	Propiedad y control	Número de directores por antigüedad	34
3.2 xiii. e.	Número de directores en situación de discapacidad	Propiedad y control	Diversidad del Directorio	33
3.2 xiii. f.	Brecha salarial por sexo	Propiedad y control	Brecha salarial por sexo	34
3.3	Comités del Directorio	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 i.	Descripción del rol y funciones del Comité de Directores	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 ii.	Identificación de los miembros del Comité de Directores	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 iii.	Ingresos de los miembros de cada comité en forma comparativa	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 iv.	Identificación de las principales actividades del Comité de Directores	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 v.	Políticas para la contratación de asesorías y gastos del Comité de Directores	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 vi.	Periodicidad con la que el Comité de Directores se reúne con las unidades de Riesgo, Auditoría Interna y Auditoria Externa	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.3 vii.	Periodicidad con que cada comité reporta al Directorio	Propiedad y control	Comités del Directorio	31
3.4	Ejecutivos principales	Propiedad y control	Ejecutivos principales	36
3.4 i.	Información básica de cada ejecutivo	Propiedad y control	Ejecutivos principales	36
3.4 ii.	Remuneración de los ejecutivos en forma comparativa	Propiedad y control	Remuneración de los ejecutivos	37
3.4 iii.	Planes de compensación o beneficios especiales	Propiedad y control	Planes de compensación o beneficios	37
3.4 iv.	Porcentaje de participación en la propiedad del emisor que posean los ejecutivos y directores	Propiedad y control	Porcentaje de participación en la propiedad del emisor que posean ejecutivos y directores	37
3.5	Adherencia a códigos nacionales o internacionales	Propiedad y control	Marco de gobernanza	27
3.6	Gestión de riesgos	-	-	-

Código NCG N°461	Requerimiento	Capítulo	Sección	Página
3.6 i.	Directrices del Directorio sobre las políticas de gestión de riesgo	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Política Corporativa de Gestión de Riesgos / Rol del Directorio	56 - 58
3.6 ii.	Riesgos y oportunidades	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Factores de riesgo	59 - 65
3.6 ii. a.	Riesgos y oportunidades inherentes a las actividades de la entidad	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Factores de riesgo	59 - 65
3.6 ii. b.	Riesgos de seguridad de la información	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Factores de riesgo	59 - 65
3.6 ii. c.	Riesgos relativos a la libre competencia	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Factores de riesgo	59 - 65
3.6 ii. d.	Riesgos referentes a la salud y seguridad de los consumidores	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Factores de riesgo	59 - 65
3.6 ii. e.	Otros riesgos y oportunidades derivados de las operaciones la entidad	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Factores de riesgo	59 - 65
3.6 iii.	Detección y jerarquización de riesgos	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Política Corporativa de Gestión de Riesgos / Gobernanza del Riesgo	56 - 58
3.6 iv.	Rol del Directorio y alta gerencia en la detección, evaluación, gestión y monitoreo de los riesgos	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Política Corporativa de Gestión de Riesgos / Rol del Directorio	56 - 58
3.6 v.	Unidad de gestión de riesgos	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Política Corporativa de Gestión de Riesgos	56
3.6 vi.	Unidad de auditoría interna	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Auditoría interna	66
3.6 vii.	Código de Ética	Propiedad y control	Código de ética	42
3.6 viii.	Programas de divulgación de información y capacitación sobre la gestión de riesgos		Política Corporativa de Gestión de Riesgos	56
3.6 ix.	Canal de denuncias para personal, accionistas, clientes, proveedores	Propiedad y control	Canal de denuncias para personal, accionistas, clientes y proveedores	42
3.6 x.	Procedimientos para Plan de Sucesión	Propiedad y control	Plan de sucesión	39
3.6 xi.	Procedimientos para revisión de estructuras salariales por parte del Directorio	Propiedad y control	Procedimientos para revisión de estructuras salariales por parte del Directorio	40
3.6 xii.	Procedimientos para aprobación de estructuras salariales por parte de los accionistas	Propiedad y control	Procedimientos para aprobación de estructuras salariales por parte de los accionistas	40
3.6 xiii.	Modelo de prevención de delitos conforme a Ley N°20.393	Propiedad y control	Modelo de prevención de delitos	43
3.7	Relación con los grupos de interés y el público en general	-	-	-
3.7 i.	Unidad de relaciones con los grupos de interés y medios de prensa	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Unidad de relaciones con los grupos de interés y medios de prensa	73
3.7 ii.	Procedimiento de mejoramiento continuo en procesos de difusión de revelaciones	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Procedimiento de mejoramiento continuo en procesos de difusión de revelaciones	73
3.7 iii.	Procedimiento para que accionistas se informen sobre diversidad de capacidades de candidatos a directores	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Procedimiento para que accionistas se informen sobre diversidad de capacidades de candidatos	73
3.7 iv.	Mecanismo de voto remoto para accionistas	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Mecanismo de voto remoto para accionistas	73

Código NCG N°461	Requerimiento	Capítulo	Sección	Página
4	Estrategia	-	-	-
4.1	Horizontes de tiempo	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Horizontes de tiempo	67
4.2	Objetivos estratégicos	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Objetivos estratégicos	67 - 68
4.3	Planes de inversión	Gestión 2022	Política y plan de inversión	95
5	Personas	-	-	-
5.1	Dotación de personal	-	-	-
5.1.1	Número de personas por sexo	Otras Métricas	Número de personas por sexo	134
5.1.2	Número de personas por nacionalidad	Otras Métricas	Número de personas por nacionalidad	134
5.1.3	Número de personas por rango de edad	Otras Métricas	Número de personas por rango de edad	135
5.1.4	Antigüedad laboral	Otras Métricas	Antigüedad laboral	135
5.1.5	Número de personas con discapacidad	Otras Métricas	Número de personas con discapacidad	136
5.2	Formalidad laboral	Otras Métricas	Formalidad laboral	136
5.3	Adaptabilidad laboral	Otras Métricas	Adaptabilidad laboral	136
5.4	Equidad salarial por sexo	-	-	-
5.4.1	Política de equidad	Gestión 2022	Política de equidad	102
5.4.2	Brecha salarial	Otras Métricas	Brecha salarial	137
5.5	Acoso laboral y sexual	Gestión 2022	Acoso laboral y sexual	102
5.6	Seguridad laboral	Gestión 2022 / Otras Métricas	Salud y seguridad laboral / Cifras de seguridad laboral	102 / 137
5.7	Permiso postnatal	Gestión 2022	Permiso postnatal	105
5.8	Capacitación y beneficios	-	-	-
5.8 i.	Monto total de recursos destinados a capacitaciones	Gestión 2022	Capacitaciones	104
5.8 ii.	Número total de personal capacitado	Gestión 2022	Capacitaciones	104
5.8 iii.	Promedio anual de horas de capacitación	Gestión 2022	Capacitaciones	104
5.8 iv.	Identificación de las materias que abordaron las capacitaciones	Gestión 2022	Capacitaciones	104
5.8 iv.	Descripción de los beneficios y dependencia del vínculo laboral	Gestión 2022	Capacitaciones	104 - 105
5.9	Política de subcontratación	Gestión 2022	Política de subcontratación	103
6	Modelo de negocios	-	-	-
6.1	Sector industrial	-	-	-
6.1 i.	Naturaleza de los productos y/o servicios de la entidad	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Naturaleza de los productos y/o servicios de la entidad	48
6.1 ii.	Competencia que enfrenta la entidad en el sector industrial	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Competencia que enfrenta la entidad en el sector industrial	49
6.1 iii.	Marco legal que regule la industria	Gestión 2022	Regulación de la distribución de electricidad en Chile	78
6.1 iv.	Entidades reguladoras nacionales o extranjeras con atribuciones fiscalizadoras	Gestión 2022	Regulación de la distribución de electricidad en Chile	78
6.1 v.	Principales grupos de interés que se hubieren identificado	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Grupos de interés	70 - 73

Código NCG N°461	Requerimiento	Capítulo	Sección	Página
6.1 vi.	Afiliación a gremios, asociaciones u organizaciones	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Afiliaciones a gremios, asociaciones u organizaciones	72
6.2	Negocios	-	-	-
6.2 i.	Principales bienes producidos y/o servicios prestados y los principales mercados	Gestión 2022	Principales bienes producidos y/o servicios prestados y los principales mercados	92
6.2 ii.	Canales de venta y métodos de distribución	-	-	-
6.2 iii.	Número de proveedores que representen en forma individual, al menos el 10% del total de compras	Gestión 2022	Número de proveedores que representen en forma individual, al menos el 10% del total de compras	92
6.2 iv.	Número de clientes que concentren en forma individual, a lo menos, un 10% del ingreso del segmento	Gestión 2022	Número de clientes que concentren en forma individual, a lo menos, un 10% del ingreso del segmento	92
6.2 v.	Principales marcas utilizadas en la comercialización de los bienes y servicios	Otra información corporativa	Principales marcas utilizadas en la comercialización de los bienes y servicios	118
6.2 vi.	Patentes de propiedad de la entidad	Otra información corporativa	Patentes de propiedad de la entidad	118
6.2 vii.	Principales licencias, franquicias, royalties y/o concesiones de propiedad de la entidad	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Zonas de concesión	50
6.2 viii.	Otros factores del entorno externo que fueran relevantes para el desarrollo de los negocios de la entidad	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Naturaleza de los productos y/o servicios de la entidad	48 - 49
6.3	Grupos de interés	Entorno, Gestión de riesgos y estrategia	Grupos de interés	70 - 73
6.4	Propiedades e instalaciones	Otra información corporativa	Propiedades	118 - 121
6.4 i.	Características más relevantes de las principales propiedades	Otra información corporativa	Propiedades	118 - 121
6.4 ii.	Áreas de concesión y/o los terrenos que posee (para empresas de extracción de recursos naturales)	Otra información corporativa	Propiedades	118 - 121
6.4 iii.	Identificar si la entidad es propietaria o arrendataria de dichas instalaciones	Otra información corporativa	Propiedades	118 - 121
6.5	Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	Otra información corporativa	Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	122
6.5.1	Subsidiarias y asociadas	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 i.	Individualización, domicilio y naturaleza jurídica	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 ii.	Capital suscrito y pagado	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 iii.	Objeto social e indicación clara de la o las actividades que desarrolla	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 iv.	Nombre y apellidos del o los directores y del gerente general	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 v.	Porcentaje actual de participación de la matriz o entidad inversora en el capital de la subsidiaria y variaciones	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124

Código NCG N°461	Requerimiento	Capítulo	Sección	Página
6.5.1 vi.	Porcentaje que representa la inversión en cada subsidiaria o asociada sobre el total de activos individuales de la sociedad matriz	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 vii.	Identificación del director, gerente general o ejecutivos principales de la matriz que tengan cargos en la subsidiaria	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 viii.	Descripción de las relaciones comerciales habidas con las subsidiarias durante el ejercicio	Otra información corporativa	Relaciones habidas con subsidiarias y asociadas	125 - 128
6.5.1 ix.	Relación sucinta de los actos y contratos celebrados con las subsidiarias	Otra información corporativa	Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	124
6.5.1 x.	Cuadro esquemático en que se expongan las relaciones de propiedad directa e indirecta entre la matriz y las subsidiarias	Otra información corporativa	Malla de propiedad	122
6.5.2	Inversión en otras sociedades	Otra información corporativa	Inversiones en otras sociedades	128
6.5.2 i.	Individualización de ellas y naturaleza jurídica	Otra información corporativa	Inversiones en otras sociedades	128
6.5.2 ii.	Porcentaje de participación	Otra información corporativa	Inversiones en otras sociedades	128
6.5.2 iii.	Descripción de las principales actividades que realicen	Otra información corporativa	Inversiones en otras sociedades	128
6.5.2 iv.	Porcentaje del activo total individual de la sociedad que representan estas inversiones	Otra información corporativa	Inversiones en otras sociedades	128
7	Gestión de proveedores	-	-	-
7.1	Política de pago a proveedores	Gestión 2022	Política de pago a proveedores	107
7.1 i.	Número de Facturas pagadas	Gestión 2022	Pago a proveedores	107
7.1 ii.	Monto Total	Gestión 2022	Pago a proveedores	107
7.1 iii.	Monto Total intereses por mora en pago de facturas	Gestión 2022	Pago a proveedores	107
7.1 iv.	Número de Proveedores	Gestión 2022	Pago a proveedores	107
7.1 v.	Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago	Gestión 2022	Pago a proveedores	107
7.2	Evaluación de proveedores	Gestión 2022	Evaluación de proveedores	107
8	Indicadores	-	-	-
8.1	Cumplimiento legal y normativo	Otra información corporativa	Cumplimiento legal y normativo	129
8.1.1	En relación con clientes	Otra información corporativa	En relación con clientes	129
8.1.2	En relación con sus trabajadores	Otra información corporativa	En relación con sus trabajadores	129
8.1.3	Medioambiental	Otra información corporativa	Medioambiental	129
8.1.4	Libre Competencia	Otra información corporativa	Libre Competencia	130
8.1.5	Otros	Otra información corporativa	Otros	130
8.2	Indicadores de sostenibilidad por tipo de industria	Tablas SASB	Tabla SASB	139 - 143
9	Hechos relevantes o esenciales	Otra información corporativa	Hechos relevantes o esenciales	130 - 131
10	Comentarios de accionistas y del comité de directores	Otra información corporativa	Comentarios de accionistas y del comité de directores	131
11	Informes financieros	Informes financieros	Informes financieros	153

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:

Yan Dai
Presidente
Rut: 27.711.492-5



Rodrigo Valdés Pulido
Director
Rut: 8.267.804-2

Futao Huang
Director
Documento de
Identidad: PE2119103

Chengzu Liu
Director
Rut 27.721.165-3

Bing Yu
Directora
Documento de Identidad: PE0937337



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

Santiago, marzo de 2023





Informes Financieros

CÓDIGO CMF: 11

Informe de Auditores Independientes
Activos
Patrimonio y Pasivos
Estado de resultados por función
Estado consolidado de resultado integral
Estado de cambios en el patrimonio
Estado de flujo efectivo
Estados financieros resumidos de subsidiarias
Estados Financieros Consolidados

Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
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 el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría 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.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Santiago
Av. Presidente Riesco 5685,
piso 15, Las Condes

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 2022 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos Estados financieros comparativos al 31 de diciembre de 2021

Los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2021, y por el año terminado en esa fecha, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos en su informe de fecha 2 de marzo de 2022 e incluyó dos párrafos de énfasis: el primero, relacionado con la División Social de la Sociedad ocurrida con fecha 24 de septiembre de 2021, y; el segundo, relacionado con el cambio de la política contable de revaluación para adoptar el modelo de costo para sus propiedades, planta y equipo de acuerdo a lo establecido en NIC 16.



Gonzalo Rojas Ruz

KPMG Ltda.

Santiago, 2 de marzo de 2023

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Compañía General de Electricidad S.A.

Estados Financieros Consolidados

Estado Consolidado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

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

ACTIVOS	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	32.826.815	223.143.677
Otros activos financieros.	53.566.429	0
Otros activos no financieros.	3.024.181	8.878.848
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	450.662.188	379.440.494
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	5.504.850	12.223.656
Inventarios.	3.357.705	2.598.652
Activos por impuestos.	1.386.255	4.531.549
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.	**550.328.423**	**630.816.876**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	0	56.505
Total activos corrientes	**550.328.423**	**630.873.381**
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros.	15.913.980	62.713.370
Otros activos no financieros.	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	1.056.801.236	437.987.023
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	624.456.554	626.167.449
Plusvalía.	161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	1.296.488.784	1.158.550.462
Propiedad de inversión.	7.675.048	8.155.009
Activos por derecho de uso.	9.942.639	8.371.325
Activos por impuestos diferidos.	44.259.556	307.555
Total activos no corrientes	**3.216.992.310**	**2.463.706.706**
TOTAL ACTIVOS	**3.767.320.733**	**3.094.580.087**

Compañía General de Electricidad S.A.

Estados Financieros Consolidados

Estado Consolidado de Situación Financiera Clasificado

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	49.731.934	22.461.289
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	274.231.675	319.078.190
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	58.744.981	57.883.276
Otras provisiones.	24.475.750	28.867.957
Otros pasivos no financieros.	37.473.845	25.758.229
Pasivos por arrendamientos.	4.432.014	4.064.960
Total pasivos corrientes	**449.090.199**	**458.113.901**
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	828.164.898	730.985.091
Cuentas por pagar.	1.010.308.649	446.976.539
Pasivo por impuestos diferidos.	20.564.669	22.485.973
Provisiones por beneficios a los empleados.	24.985.504	21.450.221
Pasivos por arrendamientos.	6.702.730	5.120.991
Total pasivos no corrientes	**1.890.726.450**	**1.227.018.815**
TOTAL PASIVOS	**2.339.816.649**	**1.685.132.716**
PATRIMONIO		
Capital emitido.	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	264.853.494	237.950.449
Otras reservas.	(105.380.532)	(96.662.980)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	**1.391.896.387**	**1.373.710.894**
Participaciones no controladoras.	35.607.697	35.736.477
Total patrimonio	**1.427.504.084**	**1.409.447.371**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**3.767.320.733**	**3.094.580.087**

Compañía General de Electricidad S.A.

Estado Consolidado de Resultados por Función
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	2.200.153.194	1.587.562.346
Costo de ventas.	(2.044.967.926)	(1.419.845.320)
Ganancia bruta	**155.185.268**	**167.717.026**
Otros ingresos, por función.	9.004.521	3.508.214
Gasto de administración.	(97.961.118)	(105.338.537)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	4.553.637	(12.786.215)
Otras ganancias (pérdidas).	13.467.819	(723.066)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	**84.250.127**	**52.377.422**
Ingresos financieros.	26.017.293	17.113.677
Costos financieros.	(68.280.108)	(61.979.608)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	(219.822)	(3.163.451)
Resultados por unidades de reajuste.	(41.390.847)	(18.504.048)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**376.643**	**(14.156.008)**
Gasto por impuestos a las ganancias.	41.203.713	22.821.404
Ganancia (pérdida)	**41.580.356**	**8.665.396**
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	**38.433.181**	**5.325.189**
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	3.147.175	3.340.207
Ganancia (pérdida)	**41.580.356**	**8.665.396**

Compañía General de Electricidad S.A.

Estado Consolidado de Resultados Integral

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

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

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ganancia (pérdida)	**41.580.356**	**8.665.396**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(3.087.854)	3.513.954
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.	**(3.087.854)**	**3.513.954**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		
Coberturas del flujo de efectivo.		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	(8.970.922)	7.452.768
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.	**(8.970.922)**	**7.452.768**
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos.	**(8.970.922)**	**7.452.768**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.	**(12.058.776)**	**10.966.722**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período.		
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	833.721	(948.768)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo.	**833.721**	**(948.768)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	2.422.149	(2.012.247)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.	**2.422.149**	**(2.012.247)**
Otro resultado integral.	**(8.802.906)**	**8.005.707**
Total resultado integral.	**32.777.450**	**16.671.103**
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.	**29.715.629**	**14.344.475**
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.	3.061.821	2.326.628
Total resultado integral.	**32.777.450**	**16.671.103**

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		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$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2022	**1.232.423.425**	**7.168.960**	**(46.268)**	**(103.785.672)**	**(96.662.980)**	**237.950.449**	**1.373.710.894**	**35.736.477**	**1.409.447.371**
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						38.433.181	**38.433.181**	3.147.175	**41.580.356**
Otro resultado integral		(6.548.773)	(2.168.779)		**(8.717.552)**		**(8.717.552)**	(85.354)	**(8.802.906)**
Total resultado integral	**0**	**(6.548.773)**	**(2.168.779)**	**0**	**(8.717.552)**	**38.433.181**	**29.715.629**	**3.061.821**	**32.777.450**
Dividendos.					**0**	(11.530.136)	**(11.530.136)**	(3.190.601)	**(14.720.737)**
Total incremento (disminución) en el patrimonio	**0**	**(6.548.773)**	**(2.168.779)**	**0**	**(8.717.552)**	**26.903.045**	**18.185.493**	**(128.780)**	**18.056.713**
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2022	**1.232.423.425**	**620.187**	**(2.215.047)**	**(103.785.672)**	**(105.380.532)**	**264.853.494**	**1.391.896.387**	**35.607.697**	**1.427.504.084**
Control Hoja B.-	**ok**				**ok**	**ok**	**ok**	**ok**	**ok**

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		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$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2021	**1.538.604.559**	**1.728.439**	**(3.487.573)**	**(91.485.257)**	**(93.244.391)**	**247.748.444**	**1.693.108.612**	**34.935.616**	**1.728.044.228**
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						5.325.189	**5.325.189**	3.340.207	**8.665.396**
Otro resultado integral		5.440.521	3.578.765		**9.019.286**		**9.019.286**	(1.013.579)	**8.005.707**
Total resultado integral	**0**	**5.440.521**	**3.578.765**	**0**	**9.019.286**	**5.325.189**	**14.344.475**	**2.326.628**	**16.671.103**
Dividendos.					**0**	(17.154.221)	**(17.154.221)**		**(17.154.221)**
Incremento (disminución) por otras distribuciones a los propietarios.	(306.181.134)		131.861	(12.569.736)	**(12.437.875)**		**(318.619.009)**		**(318.619.009)**
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(269.321)	269.321	**0**	2.031.037	**2.031.037**	(1.525.767)	**505.270**
Total incremento (disminución) en el patrimonio	**(306.181.134)**	**5.440.521**	**3.441.305**	**(12.300.415)**	**(3.418.589)**	**(9.797.995)**	**(319.397.718)**	**800.861**	**(318.596.857)**
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2021	**1.232.423.425**	**7.168.960**	**(46.268)**	**(103.785.672)**	**(96.662.980)**	**237.950.449**	**1.373.710.894**	**35.736.477**	**1.409.447.371**

Compañía General de Electricidad S.A.
Estado Consolidado de Estado de Flujo de Efectivo
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	1.954.795.151	1.795.966.261
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	25.393.164	46.122.271
Otros cobros por actividades de operación.	66.304	94.528
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.933.808.536)	(1.512.250.666)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(26.009.755)	(42.313.626)
Otros pagos por actividades de operación.	(2.500.029)	(43.768.570)
Otros cobros y pagos de operación		
Intereses recibidos.	9.748.084	1.929.367
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	321.053	13.415.465
Otras entradas (salidas) de efectivo.	1.207.194	(41.269.180)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	**29.212.630**	**217.925.850**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	891.283	1.680.336
Compras de propiedades, planta y equipo.	(218.634.163)	(181.783.316)
Compras de activos intangibles.	(11.394.512)	(19.246.008)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	228.021	1.075.455
Otras entradas (salidas) de efectivo.	0	(2.049.905)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	**(228.909.371)**	**(200.323.438)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.	41.560.000	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	41.560.000	0
Préstamos de entidades relacionadas.	4.000.000	45.184.436
Pagos de préstamos.	(15.197.197)	(72.179.118)
Pagos de pasivos por arrendamientos	(5.846.391)	(4.624.682)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(9.379.974)	
Dividendos pagados.	(4.773.902)	(35.679.732)
Intereses recibidos.	53.090.903	14.581.905
Intereses pagados.	(54.944.881)	(67.339.615)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(40.884)	(67.091)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	**8.467.674**	**(120.123.897)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	**(191.229.067)**	**(102.521.485)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	912.205	69.564
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**(190.316.862)**	**(102.451.921)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	223.143.677	325.595.598
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	**32.826.815**	**223.143.677**

Información Financiera Resumida de Subsidiarias

CGE Magallanes S.A. y subsidiarias
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

Estado de Situación Financiera Clasificado (M$)	31-12-2022	31-12-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	16.195.758	18.213.156
Activos No Corrientes	64.419.809	51.511.921
Total Activos	**80.615.567**	**69.725.077**
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	14.272.237	14.912.935
Pasivos No Corrientes	25.984.449	14.249.624
Total Pasivos	**40.256.686**	**29.162.559**
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	23.118.684	23.193.136
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	17.240.197	17.369.382
Total Patrimonio	**40.358.881**	**40.562.518**
Total Patrimonio y Pasivos	**80.615.567**	**69.725.077**

Estado de Resultados por Función (M$)	31-12-2022	31-12-2021
Ganancia Bruta	**14.940.415**	**13.206.028**
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	**8.536.295**	**9.754.840**
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(1.386.573)	(2.292.294)
Ganancia (Pérdida)	**7.149.722**	**7.462.546**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	3.998.847	4.104.518
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	3.150.875	3.358.028

Estado de Resultado Integral (M$)	31-12-2022	31-12-2021
Ganancia (Pérdida)	**7.149.722**	**7.462.546**
Otro Resultado Integral	(190.384)	256.361
Total Resultado Integral	**6.959.338**	**7.718.907**
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	3.893.925	4.245.806
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	3.065.413	3.473.101

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M$)	31-12-2021	31-12-2021
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.495.276	10.373.565
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(10.542.678)	(9.459.585)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.373.562	(4.523.693)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**(673.840)**	**(3.609.713)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.290	5.717
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	1.772.954	5.376.950
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	**1.103.404**	**1.772.954**

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M$)	2022			2021		
	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	23.193.135	17.369.382	40.562.517	22.306.435	16.021.001	38.327.436
Cambios en el Patrimonio	(74.451)	(129.185)	(203.636)	886.700	1.348.381	2.235.081
Saldo Final Ejercicio Actual	**23.118.684**	**17.240.197**	**40.358.881**	**23.193.135**	**17.369.382**	**40.562.517**

CGE Comercializadora SpA (*)
Al 30 de septiembre de 2021

Estado de Resultados por Función (M$)	30-09-2021
Ganancia Bruta	**(15.386)**
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	**(303.886)**
Gasto por Impuesto a las Ganancias	82.049
Ganancia (Pérdida)	**(221.837)**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(221.837)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	-

Estado de Resultado Integral (M$)	30-09-2021
Ganancia (Pérdida)	**(221.837)**
Otro Resultado Integral	-
Total Resultado Integral	**(221.837)**
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(221.837)
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	-

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M$)	30-09-2021
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	(241.358)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.259.053)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.500.411
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**-**
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	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	**-**

* La inversión en la Sociedad CGE Comercializadora en proceso de división social de CGE fue asignada a la naciente sociedad CGE

Transmisión S.A. con efectos financieros a contar del 01-10-2021, por lo cual CGE reconoce resultados y flujos hasta el 30-09-2021

Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria (*)
Al 30 de septiembre de 2021

Estado de Resultados por Función (M$)	30-09-2021
Ganancia Bruta	**1.592.569**
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	**(140.472)**
Gasto por Impuesto a las Ganancias	105.672
Ganancia (Pérdida)	**(34.800)**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(65.696)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	30.896

Estado de Resultado Integral (M$)	30-09-2021
Ganancia (Pérdida)	**(34.800)**
Otro Resultado Integral	86.461
Total Resultado Integral	**51.661**
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	20.765
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	30.896

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M$)	30-09-2021
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	(3.078.170)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(154.839)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	2.560.766
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**(672.243)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	80.303
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	591.940
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	**-**

* La inversión en la Sociedad Transformadores Tusan S.A. en proceso de división social de CGE fue asignada a la naciente sociedad CGE Transmisión S.A. con efectos financieros a contar del 01-10-2021, por lo cual CGE reconoce resultados y flujos hasta el 30-09-2021

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados Financieros Consolidados
al 31 de diciembre del 2022 y 2021
y por los años terminados en esas fechas

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados

Estados Consolidados de Resultado por Función

Estados Consolidados de Resultado Integral

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio, Neto

Estados Consolidados de Flujo de Efectivo, Método Directo

Notas a los Estados Financieros Consolidados

M$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos

Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
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 el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría 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.

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

Santiago
Av. Presidente Riesco 5685,
piso 15, Las Condes

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 2022 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos Estados financieros comparativos al 31 de diciembre de 2021

Los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2021, y por el año terminado en esa fecha, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos en su informe de fecha 2 de marzo de 2022 e incluyó dos párrafos de énfasis: el primero, relacionado con la División Social de la Sociedad ocurrida con fecha 24 de septiembre de 2021, y; el segundo, relacionado con el cambio de la política contable de revaluación para adoptar el modelo de costo para sus propiedades, planta y equipo de acuerdo a lo establecido en NIC 16.



Gonzalo Rojas Ruz

KPMG Ltda.

Santiago, 2 de marzo de 2023

©KPMG Auditores Consultores Limitada, una sociedad chilena de responsabilidad limitada y una firma miembro de la organización global de firmas miembro de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa limitada por garantía (company limited by guaranty). Todos los derechos reservados.

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 2022 y 2021

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.
Activos.
Patrimonio y pasivos.
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.
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.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	32.826.815	223.143.677
Otros activos financieros.	7	53.566.429	
Otros activos no financieros.	12	3.024.181	8.878.848
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	450.662.188	379.440.494
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	5.504.850	12.223.656
Inventarios.	10	3.357.705	2.598.652
Activos por impuestos.	11	1.386.255	4.531.549
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.		**550.328.423**	**630.816.876**
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		56.505
Total activos corrientes		**550.328.423**	**630.873.381**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	15.913.980	62.713.370
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	1.056.801.236	437.987.023
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	624.456.554	626.167.449
Plusvalía.	15	161.446.233	161.446.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.296.488.784	1.158.550.462
Propiedad de inversión.	16	7.675.048	8.155.009
Activos por derecho de uso.	25	9.942.639	8.371.325
Activos por impuestos diferidos.	19	44.259.556	307.555
Total activos no corrientes		**3.216.992.310**	**2.463.706.706**
TOTAL ACTIVOS		**3.767.320.733**	**3.094.580.087**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	49.731.934	22.461.289
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	274.231.675	319.078.190
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	58.744.981	57.883.276
Otras provisiones.	22	24.475.750	28.867.957
Otros pasivos no financieros.	24	37.473.845	25.758.229
Pasivos por arrendamientos.	25	4.432.014	4.064.960
Total pasivos corrientes		**449.090.199**	**458.113.901**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	828.164.898	730.985.091
Cuentas por pagar.	21	1.010.308.649	446.976.539
Pasivo por impuestos diferidos.	19	20.564.669	22.485.973
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	24.985.504	21.450.221
Pasivos por arrendamientos.	25	6.702.730	5.120.991
Total pasivos no corrientes		**1.890.726.450**	**1.227.018.815**
TOTAL PASIVOS		**2.339.816.649**	**1.685.132.716**
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.232.423.425	1.232.423.425
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	264.853.494	237.950.449
Otras reservas.	26	(105.380.532)	(96.662.980)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		**1.391.896.387**	**1.373.710.894**
Participaciones no controladoras.	26	35.607.697	35.736.477
Total patrimonio		**1.427.504.084**	**1.409.447.371**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**3.767.320.733**	**3.094.580.087**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del al Nota	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	2.200.153.194	1.587.562.346
Costo de ventas.	28	(2.044.967.926)	(1.419.845.320)
Ganancia bruta		**155.185.268**	**167.717.026**
Otros ingresos, por función.	27	9.004.521	3.508.214
Gasto de administración.	28	(97.961.118)	(105.338.537)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	28	4.553.637	(12.786.215)
Otras ganancias (pérdidas).	28	13.467.819	(723.066)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		**84.250.127**	**52.377.422**
Ingresos financieros.	29	26.017.293	17.113.677
Costos financieros.	29	(68.280.108)	(61.979.608)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	(219.822)	(3.163.451)
Resultados por unidades de reajuste.	29	(41.390.847)	(18.504.048)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		**376.643**	**(14.156.008)**
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	41.203.713	22.821.404
Ganancia (pérdida)		**41.580.356**	**8.665.396**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		**38.433.181**	**5.325.189**
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	3.147.175	3.340.207
Ganancia (pérdida)		**41.580.356**	**8.665.396**
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida ($ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		19,03	2,64
Ganancia (pérdida) por acción básica.	**31**	**19,03**	**2,64**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRAL
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ganancia (pérdida)		**41.580.356**	**8.665.396**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.8	(3.087.854)	3.513.954
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		**(3.087.854)**	**3.513.954**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.			
Coberturas del flujo de efectivo.			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.8	(8.970.922)	7.452.768
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		**(8.970.922)**	**7.452.768**
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos.		**(8.970.922)**	**7.452.768**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		**(12.058.776)**	**10.966.722**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período.			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.8	833.721	(948.768)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo.		**833.721**	**(948.768)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.8	2.422.149	(2.012.247)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo.		**2.422.149**	**(2.012.247)**
Otro resultado integral.		**(8.802.906)**	**8.005.707**
Total resultado integral.		**32.777.450**	**16.671.103**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		**29.715.629**	**14.344.475**
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		3.061.821	2.326.628
Total resultado integral.		**32.777.450**	**16.671.103**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los ejercicios terminados al 31 diciembre de 2022 y 2021.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		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$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2022	**1.232.423.425**	**7.168.960**	**(46.268)**	**(103.785.672)**	**(96.662.980)**	**237.950.449**	**1.373.710.894**	**35.736.477**	**1.409.447.371**
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						38.433.181	**38.433.181**	3.147.175	**41.580.356**
Otro resultado integral		(6.548.773)	(2.168.779)		**(8.717.552)**		**(8.717.552)**	(85.354)	**(8.802.906)**
Total resultado integral	**0**	**(6.548.773)**	**(2.168.779)**	**0**	**(8.717.552)**	**38.433.181**	**29.715.629**	**3.061.821**	**32.777.450**
Dividendos.					**0**	(11.530.136)	**(11.530.136)**	(3.190.601)	**(14.720.737)**
Total incremento (disminución) en el patrimonio	**0**	**(6.548.773)**	**(2.168.779)**	**0**	**(8.717.552)**	**26.903.045**	**18.185.493**	**(128.780)**	**18.056.713**
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2022	**1.232.423.425**	**620.187**	**(2.215.047)**	**(103.785.672)**	**(105.380.532)**	**264.853.494**	**1.391.896.387**	**35.607.697**	**1.427.504.084**

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 2022 y 2021.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Otras reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total otras reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2021	**1.538.604.559**	**1.728.439**	**(3.487.573)**	**(91.485.257)**	**(93.244.391)**	**247.748.444**	**1.693.108.612**	**34.935.616**	**1.728.044.228**
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						5.325.189	**5.325.189**	3.340.207	**8.665.396**
Otro resultado integral		5.440.521	3.578.765		**9.019.286**		**9.019.286**	(1.013.579)	**8.005.707**
Total resultado integral	**0**	**5.440.521**	**3.578.765**	**0**	**9.019.286**	**5.325.189**	**14.344.475**	**2.326.628**	**16.671.103**
Dividendos.					**0**	(17.154.221)	**(17.154.221)**		**(17.154.221)**
Incremento (disminución) por otras distribuciones a los propietarios.	(306.181.134)		131.861	(12.569.736)	**(12.437.875)**		**(318.619.009)**		**(318.619.009)**
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(269.321)	269.321	**0**	2.031.037	**2.031.037**	(1.525.767)	**505.270**
Total incremento (disminución) en el patrimonio	**(306.181.134)**	**5.440.521**	**3.441.305**	**(12.300.415)**	**(3.418.589)**	**(9.797.995)**	**(319.397.718)**	**800.861**	**(318.596.857)**
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2021	**1.232.423.425**	**7.168.960**	**(46.268)**	**(103.785.672)**	**(96.662.980)**	**237.950.449**	**1.373.710.894**	**35.736.477**	**1.409.447.371**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		1.954.795.151	1.795.966.261
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		25.393.164	46.122.271
Otros cobros por actividades de operación.	6.2	66.304	94.528
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.933.808.536)	(1.512.250.666)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(26.009.755)	(42.313.626)
Otros pagos por actividades de operación.	6.2	(2.500.029)	(43.768.570)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		9.748.084	1.929.367
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		321.053	13.415.465
Otras entradas (salidas) de efectivo.		1.207.194	(41.269.180)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**29.212.630**	**217.925.850**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		891.283	1.680.336
Compras de propiedades, planta y equipo.		(218.634.163)	(181.783.316)
Compras de activos intangibles.		(11.394.512)	(19.246.008)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		228.021	1.075.455
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(2.049.905)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(228.909.371)**	**(200.323.438)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		41.560.000	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.3	41.560.000	
Préstamos de entidades relacionadas.	6.3	4.000.000	45.184.436
Pagos de préstamos.	6.3	(15.197.197)	(72.179.118)
Pagos de pasivos por arrendamientos		(5.846.391)	(4.624.682)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	6.3	(9.379.974)	
Dividendos pagados.		(4.773.902)	(35.679.732)
Intereses recibidos.		53.090.903	14.581.905
Intereses pagados.	6.3	(54.944.881)	(67.339.615)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(40.884)	(67.091)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**8.467.674**	**(120.123.897)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		**(191.229.067)**	**(102.521.485)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		912.205	69.564
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(190.316.862)**	**(102.451.921)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		223.143.677	325.595.598
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	**6**	**32.826.815**	**223.143.677**

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
1.1.-	División social de Compañía General de Electricidad S.A.	13
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	16
2.1.-	Sector electricidad.	16
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS 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.	25
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2022, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	26
3.4.-	Bases de consolidación.	29
3.5.-	Entidades subsidiarias.	32
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	33
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.	37
3.13.-	Deterioro de activos no financieros.	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.	42
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 CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	48
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.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	49
4.5.-	Contingencia Covid-19	51

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS. 52
5.1.- Riesgo financiero. 52
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO. 58
6.1.- Composición del rubro. 58
6.2.- Detalles flujos de efectivo. 59
6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento. 59
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS. 60
7.1.- Activos y pasivos de cobertura. 60
7.2.- Otros activos financieros. 61
7.3.- Jerarquías del valor razonable. 61
7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros. 63
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR. 63
8.1.- Composición del rubro. 63
8.2.- Estratificación de la cartera. 67
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales. 68
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial. 69
8.5.- Provisión y castigos. 69
8.6.- Número y monto de operaciones. 69
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS. 70
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas. 71
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad. 76
10.- INVENTARIOS. 78
10.1.- Información adicional de inventarios. 78
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS. 78
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS. 79
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN. 80
13.1.- Inversiones en subsidiarias. 80
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA. 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 INVERSIÓN. 86
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión. 86
16.2.- 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
18.- DETERIORO DE ACTIVOS. 91
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida. 91
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor. 93
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS. 94
19.1.- Activos por impuestos diferidos. 94

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos. 94
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera. 94
19.4.- Compensación de partidas. 95
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS. 96
20.1.- Clases de otros pasivos financieros. 96
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos. 97
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos) 98
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR. 100
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados). 100
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos. 100
22.- OTRAS PROVISIONES. 101
22.1.- Provisiones – saldos. 101
22.2.- Movimiento de las provisiones. 102
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. 102
23.1.- Detalle del rubro. 102
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares. 103
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares. 103
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados. 103
23.5.- Hipótesis actuariales. 103
23.6.- Flujo y plazo de los compromisos. 104
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS. 104
24.1.- Ingresos diferidos. 104
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS. 105
25.1.- Obligaciones por arrendamientos. 105
25.2.- Activos por derecho de uso. 105
26.- PATRIMONIO NETO. 106
26.1.- Gestión de capital. 106
26.2.- Capital suscrito y pagado. 106
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas. 106
26.4.- Dividendos. 106
26.5.- Reservas. 107
26.6.- Participaciones no controladoras. 108
26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras. 109
26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales. 109
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS. 110
27.1.- Ingresos ordinarios. 110
27.2.- Otros ingresos, por función. 110
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES. 110
28.1.- Gastos por naturaleza. 111
28.2.- Gastos de personal. 111
28.3.- Depreciación y amortización. 111
28.4.- Otras ganancias (pérdidas). 112
29.- RESULTADO FINANCIERO. 112
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera. 113
29.2.- Composición unidades de reajuste. 113
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS. 114
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias. 114

30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias. **Err or! Bookmark not defined.**
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva. 114
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias. 115
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN. 115
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO. 115
32.1.- Criterios de segmentación. 115
32.2.- Cuadros patrimoniales. 116
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos. 118
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo. 119
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA. 120
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera. 120
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos. 121
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos. 122
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS. 123
34.1.- Juicios y otras acciones legales. 123
34.2.- Sanciones administrativas. 138
34.3.- Sanciones. 141
34.4.- Restricciones. 142
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS. 146
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL. 147
37.- MEDIO AMBIENTE. 147
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS. 158
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos. 158
39.- HECHOS POSTERIORES. 158

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Compañía General de Electricidad 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 bajo el N° 1.141.

Con fecha 13 de Noviembre de 2020, Compañía General de Electricidad S.A. informó mediante Hecho Esencial que en Sesión de Directorio de esa misma fecha, se tomó conocimiento de que el ex controlador de la sociedad, Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile, suscribió un contrato con la multinacional State Grid International Development Limited (SGID) en el cual comprometió vender a esta última la totalidad de sus acciones en la sociedad que representan aproximadamente el 96,04% de las acciones suscritas y pagadas. En caso de cumplirse ciertas condiciones suspensivas estipuladas en el contrato mencionado anteriormente, SGID se obligaba a formular una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) dirigida a todos los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 22 de junio de 2021 SGID publicó en los diarios electrónicos El Líbero y La Nación un aviso de inicio de la OPA por un total de 2.019.896.893 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., que representan el 100% de sus acciones emitidas, suscritas y pagadas. La oferta tenía un plazo de duración de 30 días corridos con comienzo el día 23 de junio de 2021.

Posteriormente con fecha 25 de julio de 2021, el oferente publicó en los diarios electrónicos El Líbero y La Nación un aviso declarando exitosa la OPA e informando entre otras materias que conforme a lo dispuesto en el Artículo 212 de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N°104 de la Comisión para el Mercado Financiero, el oferente adquirió 1.962.230.546 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., que representan un 97,145% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 24 de septiembre de 2021 se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas en la cual se aprobó la división de Compañía General de Electricidad S.A. en dos sociedades, una continuadora que mantendrá su personalidad jurídica, razón social, rol único tributario y número de acciones emitidas junto con todos los activos del negocio de distribución eléctrica, y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división, y que tiene por nombre CGE Transmisión S.A., a la cual se asignaron todos los activos que conforman el negocio de transmisión eléctrica y los demás que no sean de distribución. Asimismo, se acordó que la división produzca efectos financieros y contables a partir del 1 de octubre de 2021.

Al cierre de los estados financieros Compañía General de Electricidad S.A. integra en su giro las actividades de distribución de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de generación de energía eléctrica.

Al 31 de diciembre de 2022 el accionista propietario del 97,145% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es State Grid Chile Electricity SpA., miembro del Grupo State Grid Corporation of China, cuya matriz final es dicha sociedad.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 2 de marzo de 2023, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

1.1.- División social de Compañía General de Electricidad S.A.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. de fecha 24 de septiembre de 2021, se aprobó la división social 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 Transmisión S.A. Se acuerda en dicha Junta además entre otras materias que la División social tenga efectos financiero-contables a partir del 1 de octubre de 2021. En la continuadora Compañía General de Electricidad S.A. permanecen todos los activos y pasivos relacionados con los negocios de distribución y generación de energía y a la naciente CGE Transmisión S.A. se le asignaron todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de transmisión de energía eléctrica y los demás negocios que no sean de distribución. Los saldos de los activos y pasivos asignados a CGE Transmisión S.A. se enumeran a continuación:

1.1.1. Asignación de activos y pasivos a CGE Transmisión S.A.

A continuación, se detallan los activos y pasivos que en el proceso de división de Compañía General de Electricidad S.A. fueron asignados a CGE Transmisión S.A. (sociedad escindida):

a) Monto de disponible por M$ 34.724.228.

b) Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes 01-10-2021 M$
Deudores comerciales, neto.	15.304.500
Otras cuentas por cobrar, neto.	27.219.848
Total	**42.524.348**

c) Activos no corrientes mantenidos para la venta

Activos no corrientes mantenidos para la venta, neto	Corrientes 01-10-2021 M$
Terrenos.	103.131
Edificios.	265.457
Total	**368.588**

d) Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Saldo al 01-10-2021 M$
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL $	99,07000%	**10.964.977**
CGE Comercializadora SpA	Chile	CL $	100,00000%	**1.278.163**
Total				**12.243.140**

e) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

Activos Intangibles	01-10-2021		
	Valores brutos M$	Amortización acumulada M$	Valores netos M$
Programas informáticos.	393.328	(318.287)	75.041
Otros activos intangibles identificables.	243.766.226	(44.065)	243.722.161
Total	**244.159.554**	**(362.352)**	**243.797.202**

f) Plusvalía.

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Saldo al 01-10-2021 M$
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	61.388.000
Total			**61.388.000**

g) Propiedades, planta y equipo.

Propiedades, plantas y equipos	01-10-2021 Bruto M$	01-10-2021 Dep. Acumulada M$	01-10-2021 Neto M$
Construcciones en curso.	**74.541.349**	**0**	**74.541.349**
Terrenos.	**56.139.098**	**0**	**56.139.098**
Edificios.	**20.950.110**	**8.272.391**	**12.677.719**
Planta y equipos.	**937.017.057**	**225.032.469**	**711.984.588**
Subestaciones de poder.	599.277.479	147.261.057	452.016.422
Lineas de transporte energía.	337.714.824	77.770.277	259.944.547
Medidores.	24.754	1.135	23.619
Equipamiento de tecnología de la información	**174.469**	**135.813**	**38.656**
Instalaciones fijas y accesorios	**8.812.169**	**5.809.100**	**3.003.069**
Equipos de comunicaciones.	1.168.979	908.368	260.611
Herramientas.	2.739.844	2.156.419	583.425
Muebles y útiles.	3.728.196	2.415.743	1.312.453
Instalaciones y accesorios diversos.	1.175.150	328.570	846.580
Vehículos de motor.	**239.009**	**236.530**	**2.479**
Total	**1.097.873.261**	**239.486.303**	**858.386.958**

Los valores aportados de propiedad planta y equipo en proceso de división son previos al ajuste por cambio de política enunciado en nota 3.1

h) Propiedad de inversión.

Propiedades de inversión	01-10-2021 M$
Propiedades de inversión, neto	3.568.151
Total	**3.568.151**

i) Otros pasivos financieros.

Institución acreedora	Moneda	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Total corrientes 01-10-2021 M$	Total no corrientes 01-10-2021 M$
Banco de Chile	CL $	2,08%	2,03%	Sin Garantía	180.444	49.991.203
Banco Crédito e Inversiones	CL $	1,93%	1,93%	Sin Garantía	28.950	15.000.000
Banco de Chile	CL $	4,98%	4,98%	Sin Garantía	260.067	20.000.000
Banco Estado	CL $	1,06%	1,03%	Sin Garantía	59.225	14.992.977
Itaú CorpBanca	CL $	4,90%	4,90%	Sin Garantía	216.696	22.425.095
Banco Crédito e Inversiones	CL $	5,00%	5,00%	Sin Garantía	198.972	10.771.424
Banco Estado	CL $	2,54%	2,49%	Sin Garantía	57.063	24.992.485
Banco Estado	CL $	3,20%	3,20%	Sin Garantía	31.635	19.771.776
BancoEstado	CL $	1,06%	1,03%	Sin Garantía	39.483	9.995.224
Itaú CorpBanca	CL $	4,90%	4,90%	Sin Garantía	77.035	8.843.357
Banco Crédito e Inversiones	CL $	4,95%	4,95%	Sin Garantía	73.777	8.008.307
Banco Crédito e Inversiones	CL $	4,95%	4,95%	Sin Garantía	77.611	8.753.553
Itaú CorpBanca	CL $	5,03%	4,76%	Sin Garantía	45.583.149	
Banco Estado	CL $	1,39%	1,21%	Sin Garantía	148.225	44.875.304
Banco Estado	CL $	3,37%	3,37%	Sin Garantía	44.781	22.779.676
Banco Scotiabank	CL $	0,45%	0,45%	Sin Garantía	26.625	15.000.000
Banco Scotiabank	CL $	0,71%	0,71%	Sin Garantía	21.497	10.000.000
BancoEstado	CL $	1,74%	1,74%	Sin Garantía	7.645.640	
Banco Santander	CL $	0,69%	0,69%	Sin Garantía	20.048.683	
Banco Bice	CL $	3,90%	3,90%	Sin Garantía	171.808	17.238.242
Banco de Chile	CL $	1,24%	0,96%	Sin Garantía	58.333	17.445.885
China Construction Bank Agencia en Chile	CL $	1,06%	0,78%	Sin Garantía	33.854	12.432.743
Banco Bice	CL $	3,50%	3,50%	Sin Garantía	14.000	12.000.000
Banco Crédito e Inversiones	CL $	5,49%	5,01%	Sin Garantía	15.014.613	
Banco Estado	CL $	1,56%	1,56%	Sin Garantía	196.083	25.000.000
Banco Estado	CL $	1,56%	1,56%	Sin Garantía	156.867	20.000.000
Banco Crédito e Inversiones	CL $	4,79%	4,79%	Sin Garantía	369.894	20.000.000
Banco Scotiabank	CL $	0,52%	0,52%	Sin Garantía	52.993	22.234.914
Banco Santander	CL $	2,10%	2,10%	Sin Garantía	20.040.834	
Banco Santander	CL $	4,83%	4,75%	Sin Garantía	22.431	9.921.374
Banco Scotiabank	CL $	3,21%	3,21%	Sin Garantía	33.438	25.000.000
Banco Scotiabank	CL $	3,43%	3,27%	Sin Garantía	24.979	24.946.065
Banco Scotiabank	CL $	3,61%	3,45%	Sin Garantía	17.633	22.949.747
Banco Scotiabank	CL $	3,45%	3,45%	Sin Garantía	19.167	25.000.000
Banco Scotiabank	CL $	3,45%	3,45%	Sin Garantía	11.500	15.000.000
Banco Scotiabank	CL $	3,27%	3,27%	Sin Garantía	11.245	30.950.084
Ajuste Valor Justo comb. Negocios						9.008.851
					111.069.230	**615.328.286**

j) Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes 01-10-2021 M$
Acreedores varios.	1.142.219
Total	**1.142.219**

k) Pasivo por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	01-10-2021 M$
Relativos a ingresos anticipados	2.291.212
Total	**2.291.212**

Pasivos por impuestos diferidos	01-10-2021 M$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	41.866.275
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	37.319.730
Relativos a intangibles.	29.816.087
Total	**109.002.092**
Activo (pasivo) por impuestos diferidos neto	**(106.710.880)**

Los valores aportados de impuestos diferidos en proceso de división son previos al ajuste por cambio de política enunciado en nota 3.1

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 3.207.254 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 11.331 GWh al 31 de diciembre de 2022.

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. Asimismo, ha contribuido a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión, a la diversificación de la oferta en generación y a importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

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, estableciendo, por un lado, un mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución -debiendo ser incorporadas las diferencias originadas por su aplicación a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados- y, por otro, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Por otro lado, la Ley 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, mediante Leyes N° 21.301 y N° 21.340, publicadas el 5 de enero y el 22 de mayo de 2021, respectivamente, se extendió hasta el 31 de diciembre la vigencia de la señalada Ley N° 21.249, ampliándose el universo de clientes beneficiarios y a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

El 11 de febrero de 2022 fue publicada la Ley N° 21.423, mediante la cual se establece, entre otras disposiciones, que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley N° 21.249, generadas durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para su implementación serán determinados mediante decreto supremo conjunto de los Ministerios de Obras Públicas y de Energía, debiendo ser suscrito por el Ministro de Hacienda y; f) la extensión, hasta el 31 de marzo de 2022, para que los clientes beneficiarios de convenios de la Ley N° 21.249 puedan acogerse a ellos.

En el marco regulatorio, 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. 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. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente.

En relación con lo anterior, es necesario tener en cuenta que, en conformidad con lo determinado por la Comisión Nacional de Energía en la resolución que determinó el

alcance del giro exclusivo de distribución, establecido en la Ley N° 21.194, las empresas distribuidoras no se encuentran habilitadas para suscribir directamente nuevos contratos con clientes libres. Esta situación no representa efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que los clientes libres 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, 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.

En efecto, para abastecer el consumo de sus clientes regulados cuenta con contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2021, 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., AES Andes S.A., Empresa Eléctrica Carén 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., Norvind 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., Cerro Dominador CSP S.A., Sonnedix Cox Energy Chile SpA, Ibereólica Cabo Leones III S.A., WPD Duqueco SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA, GM Holdings S.A., Enel Green Power Chile S.A., Huemul Energía SpA, Cóndor Energía SpA, Copihue Energía SpA, Opdenergy Generación SpA, y PV Salvador SpA.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE 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, debe tenerse a la vista que, considerando las limitaciones impuestas por el giro exclusivo de distribución, CGE se encuentra imposibilitada de abastecer requerimientos de suministros de nuevos clientes libres, como también de renovar los contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

En el caso de EDELMAG, por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales 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, los 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 tarifa regulada de distribución, que es fijada por el Ministerio de Energía en un procedimiento que es encabezado por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de los siguientes 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 empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El Valor Agregado de Distribución retribuye:

- 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[1].

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194[2], 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.

Con el VAD definitivo, 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 cuadrienal.

---

[1] Esta tasa entrará en vigencia a contar de la publicación del decreto resultante del proceso tarifario en curso, correspondiente al cuadrienio 2020-2024, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el mes de noviembre de 2020. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

[2] Este procedimiento se está aplicando en el proceso tarifario correspondiente al cuadrienio 2020-2024, actualmente en desarrollo.

La Ley General de Servicios Eléctricos 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.

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 tienen 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, en el que 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, cuyo texto refundido y sistematizado fue publicado en diciembre de 2019.

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, con el objeto de retirar del nivel tarifario los costos asociados 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.

Por último, se hace presente que aún se encuentra en desarrollo el proceso de tarificación correspondiente al cuadrienio 2020-2024, cuyos resultados se aplicarán retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020.

En particular, el 23 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N° 918-2022, CNE aprobó el Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024.

Así, el 19 de enero de 2023 las empresas concesionarias de distribución y los participantes inscritos en el proceso presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias respecto del Informe Técnico de CNE, cuyas Audiencias Públicas se realizaron los días 8, 9 y 10 de febrero, encontrándose pendiente la emisión de los correspondientes dictámenes por parte del Panel de Expertos. Tras ello, CNE deberá elaborar el informe Técnico Definitivo, que incluya lo dictaminado por el Panel, el Ministerio deberá tramitar el correspondiente decreto.

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, entre los cuales destacan los servicios de arriendo de medidores 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 nuevos precios de servicios no consistentes en suministro de energía, la que debe efectuarse 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. Generación de energía eléctrica.

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de EDELMAG, la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 122 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS 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 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 2022 y 2021 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 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 2021, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.1.1.- Cambio Contable.

Hasta el ejercicio del año 2020, Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias tenían como política de medición posterior de propiedades, planta y equipo el método de retasación periódica a valor razonable, de acuerdo a lo establecido en NIC 16. Durante 2021, debido al cambio de accionista controlador de CGE, y como una manera de alinear su política contable con la de su matriz State Grid Chile Electricity SpA., la Administración de la Sociedad, con aprobación del Directorio, decidió en noviembre de 2021 modificar su política contable y adoptar el modelo de costo como valoración posterior, también de acuerdo a lo establecido en NIC 16.

Tal como lo indica la NIC 8 en su punto 19 b), la política ha sido aplicada de forma retroactiva y sus impactos han sido registrados durante el ejercicio 2021. El efecto implicó una disminución en el importe en libros de sus Propiedades, planta y equipo por M$237.963.746 al 31 de diciembre de 2020 y una disminución patrimonial (neto de impuestos diferidos) por M$ 173.704.579 al 31 de diciembre de 2020.

A continuación se adjunta detalle de movimientos al 31 de diciembre de 2020 en estados de situación financiera y estado de resultados por función:

ACTIVOS	31-12-2020 M$	Ajuste cambio política M$	31-12-2020 Reexpresado M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	325.595.598		325.595.598
Otros activos no financieros.	12.785.158		12.785.158
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	387.815.725		387.815.725
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	2.102.985		2.102.985
Inventarios.	5.643.002		5.643.002
Activos por impuestos.	18.593.278		18.593.278
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.	**752.535.746**	**0**	**752.535.746**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	425.093		425.093
Total activos corrientes	**752.960.839**	**0**	**752.960.839**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	29.292.142		29.292.142
Otros activos no financieros.	8.280		8.280
Cuentas por cobrar.	326.257.220		326.257.220
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	861.353.332		861.353.332
Plusvalía.	222.834.233		222.834.233
Propiedades, planta y equipo.	2.038.778.931	(237.963.746)	1.800.815.185
Propiedad de inversión.	8.043.507		8.043.507
Activos por derecho de uso.	7.402.625		7.402.625
Activos por impuestos diferidos.		1.433.713	1.433.713
Total activos no corrientes	**3.493.970.270**	**(236.530.033)**	**3.257.440.237**

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2020 M$	Ajuste cambio política M$	31-12-2020 Reexpresado M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	196.386.187		196.386.187
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	209.886.725		209.886.725
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	24.244.282		24.244.282
Otras provisiones.	29.400.097		29.400.097
Otros pasivos no financieros.	19.245.755		19.245.755
Pasivos por arrendamientos.	3.709.719		3.709.719
Total pasivos corrientes	**482.872.765**	**0**	**482.872.765**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	1.317.145.556		1.317.145.556
Cuentas por pagar.	335.100.846		335.100.846
Pasivo por impuestos diferidos.	175.417.232	(62.825.454)	112.591.778
Provisiones por beneficios a los empleados.	30.382.368		30.382.368
Pasivos por arrendamientos.	4.263.535		4.263.535
Total pasivos no corrientes	**1.862.309.537**	**(62.825.454)**	**1.799.484.083**
TOTAL PASIVOS	**2.345.182.302**	**(62.825.454)**	**2.282.356.848**
PATRIMONIO			
Capital emitido.	1.538.604.559		1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	245.257.323	2.491.121	247.748.444
Otras reservas. (*)	73.332.784	(166.577.175)	(93.244.391)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	**1.857.194.666**	**(164.086.054)**	**1.693.108.612**
Participaciones no controladoras.	44.554.141	(9.618.525)	34.935.616
Total patrimonio	**1.901.748.807**	**(173.704.579)**	**1.728.044.228**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**4.246.931.109**	**(236.530.033)**	**4.010.401.076**

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2020 31-12-2020 M$	Ajuste cambio política M$	31-12-2020 Reexpresado M$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.761.974.992		1.761.974.992
Costo de ventas	(1.533.333.481)	7.351.446	(1.525.982.035)
Ganancia bruta	**228.641.511**	**7.351.446**	**235.992.957**
Otros ingresos, por función.	3.499.701		3.499.701
Gasto de administración.	(100.063.200)	14.796	(100.048.404)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(42.657.613)		(42.657.613)
Otras ganancias (pérdidas).	981.567	2.086.151	3.067.718
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	**90.401.966**	**9.452.393**	**99.854.359**
Ingresos financieros.	17.390.324		17.390.324
Costos financieros.	(76.025.513)		(76.025.513)
Diferencias de cambio.	985.097		985.097
Resultados por unidades de reajuste.	(5.841.967)		(5.841.967)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**26.909.907**	**9.452.393**	**36.362.300**
Gasto por impuestos a las ganancias.	29.816.942	(2.549.126)	27.267.816
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	**56.726.849**	**6.903.267**	**63.630.116**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	7.581.806		7.581.806
Ganancia (pérdida)	**64.308.655**	**6.903.267**	**71.211.922**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	**61.567.956**	**6.302.230**	**67.870.186**
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	2.740.699	601.037	3.341.736
Ganancia (pérdida)	**64.308.655**	**6.903.267**	**71.211.922**

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 el ejercicio 2022.

3.2.1.- Enmienda a NIIF 3 Referencia al Marco Conceptual. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual. Estas enmiendas están destinadas a reemplazar la referencia a una versión anterior del Marco Conceptual del IASB (Marco de 1989) con una referencia a la versión actual emitida en marzo 2018 sin cambiar significativamente sus requerimientos.

Las enmiendas serán efectivas para periodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas retrospectivamente.

Las enmiendas proporcionarán consistencia en la información financiera y evitarán posibles confusiones por tener más de una versión del Marco Conceptual en uso.

3.2.2.- Enmienda a NIC 16 Propiedad, planta y equipo, productos obtenidos antes del uso previsto. La enmienda prohíbe a las entidades deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo, cualquier venta obtenida al llevar ese activo a la ubicación y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocerá los productos procedentes de la venta de esos elementos, y su costo, en el resultado del periodo, de acuerdo con las Normas aplicables.

La enmienda será efectiva para periodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente sólo a los elementos de propiedades, planta y equipo disponibles para su uso en o después del comienzo del primer periodo presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez la enmienda.

3.2.3.- Enmienda a NIC 37 Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes para especificar los costos que una entidad necesita incluir al evaluar si un contrato es oneroso o genera pérdidas.

La enmienda será efectiva para periodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente a los contratos existentes al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que la entidad aplique por primera vez la enmienda (fecha de la aplicación inicial.

Las enmiendas están destinadas a proporcionar claridad y ayudar a garantizar la aplicación consistente de la norma. Las entidades que aplicaron previamente el enfoque de costo incremental verán un aumento en las provisiones para reflejar la inclusión de los costos relacionados directamente con las actividades del contrato, mientras que las entidades que previamente reconocieron las provisiones por pérdidas contractuales utilizando la guía de la norma anterior, NIC 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones.

3.2.4.- NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 e NIC 41 Mejoras anuales a las normas NIIF 2018 - 2020. El IASB ha emitido “Mejoras anuales a los estándares IFRS 2018–2020”. El pronunciamiento contiene enmiendas a cuatro Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) como resultado del proyecto de mejoras anuales de IASB.

a) NIIF 1: Subsidiaria como adoptante por primera vez. La enmienda permite que una subsidiaria que opte por aplicar el párrafo D16(a) de la NIIF 1, mida las diferencias de conversión acumuladas utilizando los montos informados en los estados financieros consolidados de la matriz, con base en la fecha de transición a las NIIF de la matriz, si no se realizaron ajustes para la consolidación y para los efectos de la combinación de negocios en la que la controladora adquirió la subsidiaria. Esta modificación también aplica a una asociada o negocio conjunto que opte por aplicar el párrafo D16(a) de la NIIF 1.

b) NIIF 9: Comisiones en la prueba del '10 por ciento' para la baja de pasivos financieros. La enmienda aclara que las comisiones que una entidad incluye al evaluar si los términos de un pasivo financiero nuevo o modificado son sustancialmente diferentes de los términos del pasivo financiero original. Estas comisiones incluyen sólo las pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista, incluidas las comisiones pagadas o recibidas por el prestatario o el prestamista en nombre del otro. No hay una modificación similar propuesta para la NIC 39.

   Una entidad aplica la modificación a los pasivos financieros que se modifican o intercambian a partir del comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que la entidad aplica por primera vez la modificación.

c) Ejemplos ilustrativos que acompañan a la NIIF 16: Incentivos de arrendamiento. La enmienda elimina la ilustración de los pagos del arrendador en relación con las mejoras de la propiedad arrendada en el Ejemplo ilustrativo 13 que acompaña a la NIIF 16. Esto elimina la confusión potencial con respecto al tratamiento de los incentivos de arrendamiento al aplicar la NIIF 16.

d) NIC 41: Tributación en las mediciones del valor razonable. La enmienda elimina el requisito del párrafo 22 de la NIC 41 de que las entidades excluyan los flujos de efectivo para impuestos al medir el valor razonable de los activos dentro del alcance de la NIC 41.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2022, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

3.3.1.- 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, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional. Algunas excepciones dentro del alcance podrán ser aplicadas.

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 para agregar una opción de transición para una "superposición de clasificación" para abordar las posibles asimetrías contables entre los activos financieros y los pasivos por contratos de seguro en la información comparativa presentada en la aplicación inicial de la NIIF 17.

Si una entidad elige aplicar la superposición de clasificación, sólo puede hacerlo para periodos comparativos a los que aplica la NIIF 17 (es decir, desde la fecha de transición hasta la fecha de aplicación inicial de la NIIF 17).

La NIIF 17 es efectiva para periodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2023, con cifras comparativas requeridas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique NIIF 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez NIIF 17.

3.3.2.- 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.

3.3.3.- Enmienda a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. En junio 2020 y octubre de 2022 , el IASB emitió enmiendas a la IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas clarifican acerca de:

- Qué se entiende por derecho a aplazar la liquidación.
- Que debe existir un derecho a aplazar al final del periodo sobre el que se informa.
- Esa clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento.
- Que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de patrimonio, los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las enmiendas son efectivas para periodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024. Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva. La aplicación anticipada está permitida, la cual debe revelarse. Sin embargo, una entidad que aplique las enmiendas de 2020 anticipadamente también está obligada a aplicar las enmiendas de 2022, y viceversa.

3.3.4.- Enmienda a NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores. En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 8, en las que introduce una nueva definición de "estimaciones contables". Las enmiendas aclaran la distinción entre cambios en estimaciones contables y cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Además, aclaran cómo utilizan las entidades las técnicas de medición e insumos para desarrollar la contabilización de estimados.

La norma modificada aclara que los efectos sobre una estimación contable, producto de un cambio en un insumo o un cambio en una técnica de medición son cambios en las estimaciones contables, siempre que estas no sean el resultado de la corrección de errores de periodos anteriores. Esta definición de un cambio en la estimación contable especificó que los cambios en las estimaciones contables pueden resultar a partir de nueva información o nuevos desarrollos. Por lo tanto, tales cambios no son correcciones de errores. Las modificaciones a la NIC 8 entrarán en vigencia para los periodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, y se permitirá la aplicación anticipada.

3.3.5.- Enmienda a NIC 1 Presentación de los Estados Financieros En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 y a la Declaración de práctica de IFRS N°2 Realizar juicios de materialidad, en el que proporciona orientación y ejemplos para ayudar a las entidades a aplicar juicios de importancia relativa a las revelaciones de política contable.

Las modificaciones tienen como objetivo ayudar a las entidades a proporcionar revelaciones sobre políticas contables que sean más útiles por:

- Reemplazar el requisito de que las entidades revelen sus políticas contables "significativas" con el requisito de revelar sus políticas contables "materiales"
- Incluir orientación sobre cómo las entidades aplican el concepto de materialidad en la toma de decisiones sobre revelaciones de políticas contables

Al evaluar la importancia relativa de la información sobre políticas contables, las entidades deberán considerar tanto el tamaño de las transacciones como otros eventos o condiciones y la naturaleza de estos.

La enmienda será efectiva para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

3.3.6.- En mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12, que reducen el alcance de la excepción de reconocimiento inicial según la NIC 12, de modo que ya no se aplique a transacciones que dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales.

Las modificaciones aclaran que cuando los pagos que liquidan un pasivo son deducibles a efectos fiscales, es cuestión de juicio (habiendo considerado la legislación fiscal aplicable) si dichas deducciones son atribuibles a efectos fiscales al pasivo reconocido en los estados financieros (y gastos por intereses) o al componente de activo relacionado (y gastos por intereses). Este juicio es importante para determinar si existen diferencias temporarias en el reconocimiento inicial del activo y pasivo.

Asimismo, conforme a las modificaciones emitidas, la excepción en el reconocimiento inicial no aplica a transacciones que, en el reconocimiento inicial, dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales. Sólo aplica si el reconocimiento de un activo por arrendamiento y un pasivo por arrendamiento (o un pasivo por desmantelamiento y un componente del activo por desmantelamiento) dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles que no son iguales. No obstante, es posible que los activos y pasivos por impuestos diferidos resultantes no sean iguales (por ejemplo, si la entidad no puede beneficiarse de las deducciones fiscales o si se aplican tasas de impuestos diferentes a las diferencias temporarias imponibles y deducibles). En tales casos, una entidad necesitaría contabilizar la diferencia entre el activo y el pasivo por impuestos diferidos en resultados.

La enmienda será efectiva para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

3.3.7.- En septiembre de 2022, el IASB emitió modificaciones NIIF 16 Arrendamientos, la enmienda aborda los requisitos que utiliza un vendedor-arrendatario para medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior.

La enmienda establece que después de la fecha de inicio de una transacción de venta con arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario aplica los párrafos 29 al 35 de NIIF 16 al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento posterior y los párrafos 36 al 46

de NIIF 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de NIIF 16, el vendedor-arrendatario determina los "pagos de arrendamiento" o los "pagos de arrendamiento revisados" de tal manera que el vendedor-arrendatario no reconocería ningún importe de ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que este conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la NIIF 16.

La enmienda no prescribe requisitos de medición específicos para los pasivos por arrendamiento que surgen de un arrendamiento posterior. La medición inicial del pasivo por arrendamiento que surge de un arrendamiento posterior puede dar lugar a que el vendedor-arrendatario determine "pagos por arrendamiento" que son diferentes de la definición general de pagos por arrendamiento en el Apéndice A de NIIF 16. El vendedor-arrendatario deberá desarrollar y aplicar una política contable que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con NIC 8.

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los periodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con NIC 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha de aplicación inicial es el comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma IFRS 16..

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. Se considera que se mantiene 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 remedido 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.

Los negocios conjuntos son aquellos donde las partes tienen el control sobre el acuerdo y derechos sobre los activos netos de la entidad controlada conjuntamente, que se contabilizan de acuerdo al método de participación como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, y 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			
					31-12-2022			31-12-2021
					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%

3.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2022		31-12-2021	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
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%

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 2022 y 2021:

Con fecha 11 de febrero de 2021, se constituyó la sociedad CGE Comercializadora SpA., con participación directa de un 100% de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. En este proceso las inversiones directas que la sociedad poseía en Transformadores Tusan S.A. y CGE Comercializadora SpA fueron aportadas a la sociedad naciente CGE Transmisión S.A. con efectos financieros a contar del 1 de octubre de 2021.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo.

3.5.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. En este proceso la inversión indirecta que la sociedad poseía en Energy Sur Ingeniería S.A. fue aportada a la sociedad naciente CGE Transmisión S.A. con efectos financieros a contar del 1 de octubre de 2021.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto.

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 periodo 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 periodo 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
31-12-2022	855,86	915,95	35.110,98
31-12-2021	844,69	955,64	30.991,74

CL $	Pesos chilenos	US $	Dólares estadounidenses
U.F.	Unidades de fomento	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 periodo 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 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 periodo, 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 y servicios, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Las propiedades, planta y equipo de la Sociedad, 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 periodo en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el periodo 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 periodo de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de ese momento comienza su depreciación.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos 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.

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. y subsidiarias. 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.

Los ingresos por alquileres de propiedades de inversión se reconocen como otros ingresos durante el plazo del arrendamiento. Los incentivos de arrendamiento otorgados, en caso de existir, se reconocen como parte integral de los ingresos totales por arrendamiento, durante el plazo del arrendamiento.

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.

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.

Después del reconocimiento inicial, los gastos de desarrollo se miden al costo menos la amortización acumulada y cualquier pérdida por deterioro acumulada.

Los programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan linealmente durante sus vidas útiles estimadas.

Los métodos de amortización, las vidas útiles y los valores residuales de se revisan en cada fecha de presentación y se ajustan si corresponde

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 periodo en que se espera que generen beneficios.

3.12.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo apto se capitalizan durante el periodo 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). Se entiende

por activo apto aquel que requiere de un periodo sustancial antes de estar listo para el uso a que está destinado o para la venta.

3.13.- Deterioro de activos no financieros.

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). La plusvalía que surge de una combinación de negocios se asigna a la unidad generadora de efectivo que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

Los activos no financieros, distintos de la plusvalía, 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.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el valor en libros de un activo o Unidad generadora de efectivo excede su monto recuperable.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en resultados del ejercicio. Se asignan primero para reducir el valor en libros de cualquier plusvalía asignada a la Unidad generadora de efectivo y luego para reducir los valores en libros de los otros activos en forma proporcional.

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.

Las pérdidas por deterioro en la clasificación inicial como mantenido para la venta o grupo en disposición y las ganancias y pérdidas subsiguientes por la nueva medición se reconocen en resultados del ejercicio.

Una vez clasificados como mantenidos para la venta, los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo no se amortizarán o depreciarán, y cualquier inversión contabilizada por el método de la participación no se le aplicará dicho método.

3.15.- Activos financieros.

La NIIF 9 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 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 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 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.

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 fijas 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 periodo 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 periodos 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.

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).

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.

Si la Sociedad adquiere acciones de propia emisión, producto del ejercicio de derecho a retiro de accionistas, el importe de las acciones propias en cartera se deducirá del patrimonio. No se reconocerá ninguna pérdida o ganancia en el resultado del ejercicio derivada de la compra, venta, emisión o amortización de los instrumentos de patrimonio propios de la entidad.

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 impuesto a la renta corriente comprende el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre la ganancia o pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar con respecto a años anteriores. El monto del impuesto a la renta corriente por pagar o por cobrar es la mejor estimación del monto del impuesto que se espera pagar o recibir. 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 y las tasas vigentes que establecen dichos cuerpos legales.

Los impuestos diferidos se calculan a partir de 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 por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las diferencias temporarias deducibles en la medida en que sea probable que se disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales puedan utilizarse. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en la reversión de las diferencias temporarias imponibles relevantes. Si el monto de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuestos diferidos en su totalidad, entonces se consideran las ganancias imponibles futuras, ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias existentes, con base en los planes de negocios de las subsidiarias individuales del Grupo. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida en que ya no es probable que se realice el beneficio fiscal relacionado; dichas reducciones se revierten cuando mejora la probabilidad de ganancias imponibles futuras.

El impuesto a la renta diferido se reconoce 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 periodos 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 3.23.3.-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 cierto número de 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 ejercicios 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 periodo 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 periodo.

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 recibida 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, servicios y recargos regulados.

Los contratos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias con clientes para la venta de energía y servicios y recargos regulados incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del periodo de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del periodo 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 periodo de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del periodo 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 periodo del contrato.

3.27.7.- Ingresos por servicios de televisión por cable.

Los ingresos se reconocen en base a la facturación del servicio de televisión por cable, este procedimiento se hace una vez que el servicio se ha devengado.

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 periodo de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada periodo 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 el Grupo CGE actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en el estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta en el rubro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento descontadas a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo.

El Grupo arrienda ciertos elementos de propiedad, planta y equipo a sus clientes, los cuales se clasifican como operativos, desde la perspectiva del arrendador. Un arrendamiento se clasifica como arrendamiento operativo si no transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo. Los ingresos por arrendamiento comprenden montos de arrendamiento fijos y variables.

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 2022 y 31 de diciembre de 2021. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS 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 ejercicio 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 2022 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.- 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 2 de noviembre de 2020, el 20 de marzo de 2021, el 20 de mayo de 2021, el 8 de febrero de 2022 y 17 de junio de 2022, fueron publicados los Decretos N° 6T-2020, N° 16T-2020,

N° 19T-2020, N° 8T-2021 y N° 9T-2022, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, 1 de julio de 2020, 1 de enero de 2021, 1 de julio de 2021 y 1 de enero de 2022, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, debe tenerse en cuenta que el 2 de noviembre de 2019 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).
- 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.

Así, mediante Resolución Exenta N° 72-2020 del 5 de marzo, la Comisión Nacional de Energía estableció las disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la implementación del señalado mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica establecido en la Ley N° 21.185, la cual fue rectificada a través de las Resoluciones Exentas N° 114-2020 del 9 de abril y N° 340-2020 del 3 de septiembre.

Adicionalmente, en este mismo contexto, el 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N° 21.472, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria (FET), administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización (MPC – Mecanismo de protección al cliente), complementario a aquel establecido en la ley N° 21.185, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

Las normas que regulan la operación del FET serán establecidas en un reglamento que para dichos efectos dicte el Ministerio de Hacienda, suscrito además por el Ministro de Energía, mientras que las reglas necesarias para la implementación del MPC, de manera coordinada y complementaria con el mecanismo de estabilización establecido en la ley N° 21.185 y en concordancia con los

principios dispuestos en el artículo 2 de la referida ley, se establecerán mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía, que deberá ser visada por la Dirección de Presupuestos.

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 cuadrienio 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.

Particularmente, en los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes, la Comisión Nacional de Energía ha incorporado 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 sujetos a fijación de precios.

Al respecto, el 21 de diciembre de 2022 se publicó la Resolución Exenta N° 898-2022 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos de transmisión que entrarán en vigor a partir del 1 de enero de 2023 y que consideran una actualización de los Valores Anuales de Transmisión por Tramo desde enero 2020 a octubre de 2022, según los valores contenidos en el Decreto N°7T-2022 que determina el valor Anual de Transmisión por Tramo del cuadrienio 2020-2023, que a esa fecha se encontraba en tramitación en la Contraloría General de la República, y que fue publicado el 16 de febrero de 2023.

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, de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión y de los decretos que fijen los cargos de distribución, 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.

4.5.- Contingencia Covid-19

La Sociedad y sus subsidiarias han evaluado activamente e implementado permanentemente las medidas requeridas para enfrentar los posibles efectos del brote del Covid-19 en sus empleados, clientes y proveedores. A la fecha se ha ajustado la estimación de pérdida esperada en cartera de clientes el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las previsiones de IPC y del desempleo.

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sometidas Compañía General de Electricidad S.A. 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 2022, CGE no cuenta con deuda financiera en moneda extranjera, en consecuencia, la deuda no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-12-2022		31-12-2021	
	M$	%	M$	%
Deuda en CL$	47.063.439	5,36%	9.883.784	1,31%
Deuda en unidades de fomento	527.528.945	60,09%	312.265.397	41,44%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	303.304.448	34,55%	431.297.199	57,24%
Total deuda financiera	**877.896.832**	**100,00%**	**753.446.380**	**100,00%**

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos con el objetivo de cubrir los riesgos asociados a la variación de la Unidad de Fomento (UF), de las cuales solo quedan vigentes las series D, E, y M, con lo cual el 39,91% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

En el periodo terminado el 31 de diciembre de 2022, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 60,09% 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 2022, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M$ 4.793.588 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.2.- 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 2022, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 5,65% a tasa variable. 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 M$ 433.083.

5.1.3.- 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 con instituciones bancarias, proveedores y empresas relacionadas. 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 95,30% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo. Además la generación de flujos de la sociedad y sus subsidiarias es suficiente para afrontar las obligaciones por los servicios asociados a la operación comercial.

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. Además se cuenta con un “Cash Support Agreement” firmado entre Compañía General de Electricidad S.A. y su relacionada State Grid International Development (SGID), tal como se revela en nota 9.

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 31-12-2022	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	11.678.402	44.270.906				**55.949.308**
Bonos	62.360.891	253.885.747	187.017.887	305.081.124	220.565.836	**1.028.911.485**
Total	**74.039.293**	**298.156.653**	**187.017.887**	**305.081.124**	**220.565.836**	1.084.860.793

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2021	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	4.726.369	5.468.757				**10.195.126**
Bonos	34.903.341	137.351.432	253.569.791	274.301.720	242.976.067	**943.102.351**
Total	**39.629.710**	**142.820.189**	**253.569.791**	**274.301.720**	**242.976.067**	953.297.477

5.1.4.- 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 ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión[3] de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se observa la rotación de cuentas por cobrar de CGE que es de aproximadamente 7,4 meses de ventas. El monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un 4,19% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	2.209.157.715	1.591.070.560
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	1.617.592.313	942.676.834
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	110.128.889	125.249.317
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	**7,4**	**6,0**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	**4,19%**	**6,62%**

Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el Covid-19, ha resultado en un aumento del riesgo crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, todo lo cual podría redundar en un aumento de la morosidad y de los incobrables, lo que hace imprescindible una gestión integral de los riesgos asociados especialmente a la cartera de clientes vulnerables, considerando el principio del pass-through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

5.1.5.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

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 2022 y 2021, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

[3] Actualmente se rige por la Ley N°21.423 y Ley N°21.249. (Ver Nota 2.1)

Deuda al 31 de diciembre de 2022	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	47.063.439	49.104.809	4,34%
Bonos (*)	830.833.393	807.961.017	-2,75%
Total pasivo financiero	**877.896.832**	**857.065.826**	**-2,37%**

Deuda al 31 de diciembre de 2021	Pasivos financieros a valor libro M$	Pasivos financieros a valor justo M$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	9.883.784	9.506.125	-3,82%
Bonos (*)	743.562.596	716.102.402	-3,69%
Total pasivo financiero	**753.446.380**	**725.608.527**	**-3,69%**

*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

5.1.6.- Riesgos regulatorios.

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- Implementación de la Ley N° 21.194, conocida como Ley Corta de Distribución, publicada el 21 de diciembre de 2019, particularmente en lo relacionado con la extensión a las empresas de los Sistemas Medianos del mecanismo de estabilización de precios de generación definido en la Ley N°21.185 y con la aplicación del mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2020-2024 actualmente en curso, aunque su aplicación se efectuará retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020.
- Proceso de tarificación de distribución correspondiente a cuadrienio 2024-2028, el cual ya ha sido iniciado, habiéndose efectuado la correspondiente determinación de áreas típicas de distribución y la selección de empresas de referencia. Además, el 29 de agosto de 2022, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Técnicas Preliminares, las cuales fueron observadas por las empresas el 29 de septiembre pasado.
- Proceso de tarificación de generación y transmisión de los Sistemas Medianos correspondiente al cuadrienio 2022-2026, actualmente en curso.
- Proyecto de ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.
- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo principalmente: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días y; b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada la Ley N° 21.301, que básicamente extendió en 180 días adicionales los efectos de la Ley N° 21.249. Luego, el 22 de mayo de 2021, fue publicada la Ley N°21.340, la que: a) prorrogó nuevamente los efectos de la Ley N° 21.249, esta vez hasta el 31 de diciembre de 2021; b) amplió los beneficiarios para la

postergación de las deudas desde el 60% más vulnerable al 80% y; c) amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.
Posteriormente, la Ley N° 21.423, publicada el 11 de febrero de 2022, extendió hasta el 31 de marzo de 2022 el plazo para que los clientes señalados previamente se acojan al mecanismo de prorrateo de las deudas. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la Ley N° 21.429 expiró el 31 de diciembre de 2021 y sus efectos se confundirán con los de la Ley N° 21.423, limitándose principalmente a aquellos clientes que cumplen las condiciones para optar el mecanismo de prorrateo de las deudas y no cumplan las condiciones para ser beneficiarios de esta última.

- Adicionalmente, la Ley N° 21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas durante la pandemia y establece subsidios, disponiendo principalmente que a) las deudas de los usuarios beneficiarios de la suspensión del corte de suministro por falta de pago, de acuerdo con la Ley de Servicios Básicos, generadas durante el periodo comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021, cuyo consumo promedio del año 2021 no sea superior a 250 kWh/mes, serán pagadas en cuotas mensuales y sucesivas, determinadas dividiendo el monto total de lo adeudado por 48, no pudiendo incorporarse multas, intereses, ni gastos; b) dicha cuota no podrá exceder el 15% del cobro asociado al consumo promedio del año 2021; c) una vez pagadas las 48 cuotas, en caso de existir un saldo de la deuda, éste se extinguirá mediante convenios celebrados por el Ministerio de Obras Públicas o el Ministerio de Energía, según corresponda, con las empresas sanitarias o las empresas y cooperativas eléctricas, respectivamente, los que deberán ser aprobados por el correspondiente acto administrativo. Además, se agrega que el saldo de la deuda que se hubiere extinguido en virtud de los referidos convenios se considerará como gasto aceptado tributariamente; d) se establecerán subsidios automáticos para estos usuarios por un máximo de 48 meses, correspondientes al valor de las cuotas calculadas, los cuales deben ser descontados mensualmente por las empresas a los correspondientes usuarios. Una vez efectuados los descuentos, las empresas deben acreditar mensualmente ante la SEC los montos descontados, a efectos de que ésta autorice el pago del monto mediante resolución exenta, la que será remitida a la Tesorería General de la República para que proceda al pago y; e) el procedimiento de pago de los subsidios y las demás normas necesarias para la implementación de dicha ley fueron determinados mediante decreto supremo exento número 130 de 17 de junio de 2022 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de junio de 2022.
- Ley N° 21.472, publicada el 2 de agosto de 2022, mediante la cual se crea un fondo de estabilización tarifaria, administrado por la Tesorería General de la República y solventado mediante un pago adicional unitario por kilowatt hora (kWh) en el cargo por servicio público y con aportes que deberá efectuar el Ministerio de Hacienda, determinado con criterios de solidaridad y proporcionalidad de acuerdo a tramos de consumo, y se establece un mecanismo transitorio de estabilización, que tiene por objetivo impedir el alza de las cuentas eléctricas durante el año 2022 y permitir únicamente alzas graduales hasta 2032.

5.1.7.- Riesgos ambientales.

En cuanto a los riesgos medioambientales de CGE, para todos los proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) Favorable, existe un riesgo frente al no cumplimiento de los compromisos establecidos en estas RCAs. Los proyectos son auditados y evaluados en sus compromisos ambientales por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que podría establecer multas por incumplimientos dependiendo de la gravedad de la falta. Este riesgo es bajo, ya que el cumplimiento de temas ambientales de los proyectos es parte del seguimiento y control que se realiza en CGE para cada obra.

Por otro lado, el riesgo de no obtener una RCA favorable para un proyecto es bajo, debido a la ingeniería, estudios y evaluación previa realizada por nuestras áreas especialistas.

En cuanto a los riesgos medioambientales de EDELMAG, los riesgos a los que se expone se presentan principalmente en el segmento generación, debido a que las centrales térmicas generadoras durante su operación podrían superar los límites ambientales, referidos a ruido y emisiones gaseosas. Sin embargo, se mantiene un adecuado monitoreo anual de los niveles de emisión, en el primer caso, y de calidad de aire en el segundo, por medio de campañas de medición de ruido, así como de concentración de gases, con el objeto de que éstos cumplan con los máximos exigidos por la autoridad, según se expresa en los Decretos N°38/2012, "Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica" y el Decreto Nº13/2011 "Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica", respectivamente.

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, EDELMAG efectúa la gestión de éstos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014 que "Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos". Los procesos abarcan desde el origen hasta su eliminación e incluyen acciones para un adecuado manejo, rotulación, almacenamiento, transporte y disposición final.

5.1.8.- Riesgos cambio climático.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de CGE y su filial EDELMAG han variado en los últimos años presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, ante lo cual las áreas técnicas han dispuesto de planes de contingencia que recogen estas condiciones de manera de disminuir el impacto de condiciones extremas en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante lo anterior, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectación de la operación normal de los negocios de la sociedad, con el objeto de mitigar los efectos negativos que éstos pudiesen ocasionar en los negocios y resultados de la Compañía, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de no poder desconocerse que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Por último, CGE ha previsto tanto por efectos del cambio climático, como de impactos por eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos, entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que ellos pudiesen originar, se ha contemplado su cobertura a través de pólizas de seguro cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

5.1.9. Restricciones financieras.

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con 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 por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la Sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.), también aprobó que se Compañía General de Electricidad S.A. se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de la CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Efectivo		
Efectivo en caja.	32.682	125.352
Saldos en bancos.	7.753.513	42.907.711
Total efectivo.	**7.786.195**	**43.033.063**
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	16.035.013	173.000.000
Otros equivalentes al efectivo (*).	9.005.607	7.110.614
Total equivalente al efectivo.	**25.040.620**	**180.110.614**
Total	**32.826.815**	**223.143.677**

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Cuotas de fondos mutuos.	9.005.607	7.110.614
Total otros equivalentes al efectivo.	**9.005.607**	**7.110.614**

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL $	32.757.628	197.450.804
	US $	63.963	25.689.287
	AR $		1.511
	EUR $	5.224	2.075
Total		**32.826.815**	**223.143.677**

A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2022 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M$129.000.000 (M$139.000.000 al 31 de diciembre de 2021).

Sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2022 tienen disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M$500.000 (M$ 850.000 al 31 de diciembre de 2021).

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 2022 y 2021.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Otros cobros por actividades de operación		
Garantías recibidas y bonificación mano de obra	66.304	94.528
Total otros cobros por actividades de operación	**66.304**	**94.528**

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(2.474.471)	(43.719.989)
Otros pagos	(25.558)	(48.581)
Total otros pagos por actividades de operación	**(2.500.029)**	**(43.768.570)**

6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

El siguiente es el detalle de la Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2021 M$	Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses pagados M$	Total M$	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste M$	Costos financieros M$	Otros M$	Saldo al 31-12-2022 M$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	9.883.784	41.560.000	(4.748.565)	(1.589.514)	45.105.705		1.957.734		47.063.439
Otros pasivos financieros. (bonos)	741.971.329		(10.448.633)	(25.196.993)	706.325.703	95.707.210	27.961.001	(94.727)	829.899.187
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.591.267			(23.914.478)	(22.323.211)		23.010.687	246.730	934.206
Pagos de pasivos por arrendamientos	9.185.951		(5.846.391)		3.339.560		438.181	7.357.003	11.134.744
Préstamos de empresas relacionadas	0	4.000.000			4.000.000		201.918		4.201.918
Cuenta corriente mercantil	46.455.738		(9.379.974)	(4.243.896)	32.831.868		4.243.896		37.075.764
Total	**809.088.069**	**45.560.000**	**(30.423.563)**	**(54.944.881)**	**769.279.625**	**95.707.210**	**57.813.417**	**7.509.006**	**930.309.258**

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2020 M$	Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses pagados M$	Total M$	Diferencias de cambio M$	Costos financieros M$	Otros M$	Saldo al 31-12-2021 M$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	802.532.957		(62.734.969)	(14.828.635)	724.969.353		11.147.664	(726.233.233)	9.883.784
Otros pasivos financieros. (bonos)	709.156.397		(9.444.149)	(27.886.917)	671.825.331	46.046.362	25.060.384	(960.748)	741.971.329
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.842.389			(24.343.323)	(22.500.934)		24.343.323	(251.122)	1.591.267
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.973.254		(4.624.682)		3.348.572		326.110	5.511.269	9.185.951
Préstamos de empresas relacionadas	0				0				0
Cuenta corriente mercantil	3.832.068	46.646.820	(4.023.150)	(250.771)	46.204.967		250.771		46.455.738
Total	**1.525.337.065**	**46.646.820**	**(80.826.950)**	**(67.309.646)**	**1.423.847.289**	**46.046.362**	**61.128.252**	**(721.933.834)**	**809.088.069**

En el movimiento al 31 de diciembre de 2021 en el ítem otros se consideran los montos aportados en proceso de división social en base a lo enunciado en nota 3.1.

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2022		31-12-2021	
	Corrientes M$	No corrientes M$	Corrientes M$	No corrientes M$
Activos de cobertura.	53.566.429	15.738.979		62.538.369
Otros activos financieros.		175.001		175.001
Total	**53.566.429**	**15.913.980**	**0**	**62.713.370**

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 la unidad de fomento. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo los rubros otros activos financieros y otros pasivos financieros.

Los contratos de derivados 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 2022 y 2021.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Variación Unidad de Reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros	53.566.429		15.738.979	62.538.369
Total					**53.566.429**	**0**	**15.738.979**	**62.538.369**

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Variación Unidad de Reajuste	Exposición de las variaciones de unidades de reajuste.	Pasivos Financieros	934.206	1.591.267		
Total					**934.206**	**1.591.267**	**0**	**0**

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.

7.2.- Otros activos financieros.

La composición de los otros activos financieros revelados en nota 7 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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		31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
			31-12-2022	31-12-2021		
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
Total					**175.001**	**175.001**

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 2022 y 2021 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 2022 y 2021, 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 período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2022		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	53.566.429	15.738.979		69.305.408	
Total	**53.566.429**	**15.738.979**	**0**	**69.305.408**	**0**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		62.538.369		62.538.369	
Total	**0**	**62.538.369**	**0**	**62.538.369**	**0**

7.3.2.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2022		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	934.206			934.206	
Total	**934.206**	**0**	**0**	**934.206**	**0**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.591.267			1.591.267	
Total	**1.591.267**	**0**	**0**	**1.591.267**	**0**

7.3.3.- Otros activos financieros.

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2022		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	**0**	**175.001**	**0**	**0**	**175.001**

Otros activos financieros			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M$	M$	M$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	**0**	**175.001**	**0**	**0**	**175.001**

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros 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.

7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.

A continuación, se presentan las diferentes categorías de activos y pasivos financieros, comparando los valores registrados contablemente al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y sus respectivos valores razonables.

31 de diciembre de 2022	A valor Razonable		Activos al costo amortizado	Pasivos al costo amortizado	Total valor Contable	Total a valor Razonable
	Con Cambios en resultado M$	Con Cambios en Otros resultados integrales M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			32.826.815		32.826.815	32.826.815
Otros activos financieros.		69.480.409			69.480.409	69.480.409
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			1.507.463.424		1.507.463.424	1.507.463.424
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			5.504.850		5.504.850	5.504.850
TOTAL ACTIVOS	**0**	**69.480.409**	**1.545.795.089**	**0**	**1.615.275.498**	**1.615.275.498**
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				47.063.439	47.063.439	49.104.809
Obligaciones con el público (bonos)				829.899.187	829.899.187	807.961.017
Derivados		934.206			934.206	934.206
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				1.284.540.324	1.284.540.324	1.284.540.324
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				58.744.981	58.744.981	58.744.981
TOTAL PASIVOS	**0**	**934.206**	**0**	**2.220.247.931**	**2.221.182.137**	**2.201.285.337**

31 de diciembre de 2021	A valor Razonable		Activos al costo amortizado	Pasivos al costo amortizado	Total valor Contable	Total a valor Razonable
	Con Cambios en resultado M$	Con Cambios en Otros resultados integrales M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS						
Efectivo y equivalentes al efectivo.			223.143.677		223.143.677	223.143.677
Otros activos financieros.		62.713.370			62.713.370	62.713.370
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			817.427.517		817.427.517	817.427.517
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			12.223.656		12.223.656	12.223.656
TOTAL ACTIVOS	**0**	**62.713.370**	**1.052.794.850**	**0**	**1.115.508.220**	**1.115.508.220**
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				9.883.784	9.883.784	9.506.125
Obligaciones con el público (bonos)				741.971.329	741.971.329	716.102.402
Derivados		1.591.267			1.591.267	1.591.267
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				766.054.729	766.054.729	766.054.729
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				57.883.276	57.883.276	57.883.276
TOTAL PASIVOS	**0**	**1.591.267**	**0**	**1.575.793.118**	**1.577.384.385**	**1.551.137.799**

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	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Deudores comerciales, neto.	377.050.460	353.887.864	90.167.215	24.046.811
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	46.036	106.128	32.740	69.534
Otras cuentas por cobrar, neto.	73.565.692	25.446.502	966.601.281	413.870.678
Total	**450.662.188**	**379.440.494**	**1.056.801.236**	**437.987.023**

8.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.048.593	922.875	221.001	221.001
Anticipo de remuneraciones.	239.004	214.098		
Fondos por rendir.	20.522	3.805		
Sub total	**1.308.119**	**1.140.778**	**221.001**	**221.001**
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	8.342.273			
Sub total	**8.342.273**	**0**	**0**	**0**
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	50.034.767	9.609.002	970.517.391	413.649.677
Anticipo Proveedores.	18.504.304	18.516.990		
Boletas garantias.		687		
Otros documentos por cobrar.	307.928	307.452		
Provisión de deterioro.	(4.931.699)	(4.128.407)	(4.137.111)	
Sub total	**63.915.300**	**24.305.724**	**966.380.280**	**413.649.677**
Total	**73.565.692**	**25.446.502**	**966.601.281**	**413.870.678**

(*) Los saldos no corrientes del ítem Deudores varios, corresponden a los saldos por cobrar a clientes derivados de la aplicación de la Ley N°21.185 publicada el 2 de noviembre de 2019, donde se estableció un mecanismo transitorio de estabilización de precios de generación de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, el cual es aplicable a las empresas que operan en el Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente, mediante la Ley N°21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019 se hizo extensiva la aplicación de dicho mecanismo a los Sistemas Medianos.

Dicho mecanismo establece los criterios para la determinación del precio estabilizado que deberán ser traspasados a clientes, esto implica que los ingresos que se generen como diferencial entre la facturación de consumos con la tarifa estabilizada y las tarifas que correspondería aplicar según la normativa vigente conformará un saldo que será retribuido a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

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	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Deudores comerciales, bruto.	478.110.539	475.008.774	90.167.215	24.046.811
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	46.036	106.128	32.740	69.534
Otras cuentas por cobrar, bruto.	78.497.391	29.574.909	970.738.392	413.870.678
Total	**556.653.966**	**504.689.811**	**1.060.938.347**	**437.987.023**

8.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Deudores comerciales.	(101.060.079)	(121.120.910)
Otras cuentas por cobrar.	(9.068.810)	(4.128.407)
Total	**(110.128.889)**	**(125.249.317)**

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Saldo inicial.	(125.249.317)	(124.698.370)
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	10.566.791	12.170.119
Transferencia por división social		65.149
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	4.553.637	(12.786.215)
Total	**(110.128.889)**	**(125.249.317)**

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.

Respecto a la calidad crediticia, en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo Nº 327 de diciembre de 1997. En el artículo 146 de este último se regula el plazo para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente final, 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. Lo anterior, sumado a que en el artículo 147 se establecen los plazos para suspensión por deudas del suministro eléctrico, se traduce en que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico son de riesgo limitado. En cuanto a la actividad de televisión por cable de la subsidiaria TV Red S.A. los montos facturados son de bajo volumen correspondiendo principalmente a clientes residenciales, a los cuales, de acuerdo a contrato se procede a suspender el servicio con dos boletas impagas.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias han definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos
- Clientes TV Cable

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.

La política de provisión de incobrables de CGE y subsidiarias contempla la actualización de las variables macroeconómicas cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo. Debido al escenario actual, se ha revisado el modelo de pérdida esperada, el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las previsiones de tasas de IPC y Sueldo e Índice de Pecio de Energía Gas y Agua (IPDGEA) ajustando éstas al 31 de diciembre de 2022.

Adicionalmente, la Ley N°21.249, extendida por la Ley N°21.301, fue posteriormente extendida nuevamente por la Ley N°21.340, que beneficia a diversos grupos de clientes vulnerables entre los que se cuentan mayores de edad, desempleados, adultos mayores y microempresas entre

otros, otorgando a estos clientes la facultad de convenir sus deudas morosas hasta en 48 cuotas, sin interés e impidiendo el corte de suministro. El 11 de Febrero de 2022 se publicó la Ley N°21.423 de prorrateo de deudas y subsidios a clientes vulnerables, en que se establece un subsidio para clientes con consumo promedio 2021 menor a 250 kWh de hasta un 15% de la deuda contraída entre el 18 de marzo de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2021, lo que ha generado un análisis adicional por parte de la Compañía, determinando la actualización de los factores de incobrabilidad en el modelo de provisión de incobrables de forma de recoger adecuadamente la situación de emergencia en la cartera de clientes.

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	31-12-2022			31-12-2021		
	Bruto M$	Interés M$	Valor presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor presente M$
No posterior a un año.	50.557	(4.521)	46.036	115.136	(9.008)	106.128
Posterior a un año pero menor de cinco años.	33.705	(965)	32.740	74.377	(4.843)	69.534
Total	**84.262**	**(5.486)**	**78.776**	**189.513**	**(13.851)**	**175.662**

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

31-12-2022	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad mayor a 251 días M$	Total deudores M$	Total corrientes M$	Total no corrientes M$
Deudores comerciales, bruto.	278.159.479	51.864.414	24.059.022	14.964.376	12.620.564	14.427.531	10.061.353	7.583.540	10.047.114	144.490.361	568.277.754	478.110.539	90.167.215
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	78.776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78.776	46.036	32.740
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.044.304.084	0	0	0	0	0	0	0	0	4.931.699	1.049.235.783	78.497.391	970.738.392
Provision deterioro Deudores Comerciales	(3.244.358)	(727.605)	(867.074)	(1.907.487)	(2.792.434)	(2.176.913)	(1.690.358)	(1.884.482)	(2.149.233)	(83.620.135)	(101.060.079)	(101.060.079)	0
Provision deterioro otras cuentas por cobrar	(4.137.111)	0	0	0	0	0	0	0	0	(4.931.699)	(9.068.810)	(4.931.699)	(4.137.111)
Total	**1.315.160.870**	**51.136.809**	**23.191.948**	**13.056.889**	**9.828.130**	**12.250.618**	**8.370.995**	**5.699.058**	**7.897.881**	**60.870.226**	**1.507.463.424**	**450.662.188**	**1.056.801.236**

31-12-2021	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad mayor a 251 días M$	Total deudores M$	Total corrientes M$	Total no corrientes M$
Deudores comerciales, bruto.	190.249.798	46.518.543	21.044.489	17.100.978	14.447.134	13.062.702	10.098.847	9.535.052	13.155.451	163.842.591	499.055.585	475.008.774	24.046.811
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	175.662										175.662	106.128	69.534
Otras cuentas por cobrar, bruto.	438.533.706	34.823	51.210							4.825.848	443.445.587	29.574.909	413.870.678
Provision deterioro Deudores Comerciales	(3.362.578)	(1.178.105)	(1.144.391)	(1.648.217)	(2.027.775)	(1.611.194)	(1.991.603)	(1.978.370)	(2.397.589)	(103.781.088)	(121.120.910)	(121.120.910)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(4.128.407)	(4.128.407)	(4.128.407)	
Total	**625.596.588**	**45.375.261**	**19.951.308**	**15.452.761**	**12.419.359**	**11.451.508**	**8.107.244**	**7.556.682**	**10.757.862**	**60.758.944**	**817.427.517**	**379.440.494**	**437.987.023**

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

31-12-2022								
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$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		68.369.738					68.369.738	0
Por vencer. (2)	475.844	79.793.345	(677.721)	255.057	129.996.396	(2.566.637)	209.789.741	(3.244.358)
Sub total por vencer	**475.844**	**148.163.083**	**(677.721)**	**255.057**	**129.996.396**	**(2.566.637)**	**278.159.479**	**(3.244.358)**
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	359.039	48.718.683	(635.450)	10.077	3.145.731	(92.155)	51.864.414	(727.605)
Entre 31 y 60 días	92.516	22.551.970	(781.729)	5.279	1.507.052	(85.345)	24.059.022	(867.074)
Entre 61 y 90 días	35.592	13.918.718	(1.746.591)	4.381	1.045.658	(160.896)	14.964.376	(1.907.487)
Entre 91 y 120 días	26.874	11.850.605	(2.605.659)	4.127	769.959	(186.775)	12.620.564	(2.792.434)
Entre 121 y 150 días	22.542	13.654.598	(1.938.047)	3.732	772.933	(238.866)	14.427.531	(2.176.913)
Entre 151 y 180 días	19.875	9.258.306	(1.518.349)	3.117	803.047	(172.009)	10.061.353	(1.690.358)
Entre 181 y 210 días	18.108	7.049.425	(1.660.438)	2.830	534.115	(224.046)	7.583.540	(1.884.484)
Entre 211 y 250 días	23.717	9.214.004	(1.997.227)	4.249	833.110	(152.006)	10.047.114	(2.149.233)
Más de 250 días	594.902	123.046.907	(64.146.727)	116.674	21.443.454	(19.473.406)	144.490.361	(83.620.133)
Sub total vencidos	**1.193.165**	**259.263.216**	**(77.030.217)**	**154.466**	**30.855.059**	**(20.785.504)**	**290.118.275**	**(97.815.721)**
Total	**1.669.009**	**407.426.299**	**(77.707.938)**	**409.523**	**160.851.455**	**(23.352.141)**	**568.277.754**	**(101.060.079)**

31-12-2021								
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$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		87.325.741					87.325.741	0
Por vencer. (2)	458.372	66.538.610	(2.060.082)	243.496	36.385.447	(1.302.496)	102.924.057	(3.362.578)
Sub total por vencer	**458.372**	**153.864.351**	**(2.060.082)**	**243.496**	**36.385.447**	**(1.302.496)**	**190.249.798**	**(3.362.578)**
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	344.310	44.802.079	(1.091.967)	9.626	1.716.464	(86.138)	46.518.543	(1.178.105)
Entre 31 y 60 días	88.343	19.953.478	(1.025.448)	5.044	1.091.011	(118.943)	21.044.489	(1.144.391)
Entre 61 y 90 días	33.944	16.089.103	(1.395.914)	4.190	1.011.875	(252.303)	17.100.978	(1.648.217)
Entre 91 y 120 días	25.646	12.872.477	(1.519.977)	3.945	1.574.657	(507.798)	14.447.134	(2.027.775)
Entre 121 y 150 días	21.471	12.227.621	(1.229.958)	3.566	835.081	(381.234)	13.062.702	(1.611.192)
Entre 151 y 180 días	19.025	9.338.714	(1.639.155)	2.980	760.133	(352.448)	10.098.847	(1.991.603)
Entre 181 y 210 días	17.269	8.667.952	(1.538.564)	2.705	867.100	(439.806)	9.535.052	(1.978.370)
Entre 211 y 250 días	22.592	12.219.172	(1.893.000)	4.059	936.279	(504.589)	13.155.451	(2.397.589)
Más de 250 días	567.868	142.418.077	(83.273.483)	111.371	21.424.514	(20.507.607)	163.842.591	(103.781.090)
Sub total vencidos	**1.140.468**	**278.588.673**	**(94.607.466)**	**147.486**	**30.217.114**	**(23.150.866)**	**308.805.787**	**(117.758.332)**
Total	**1.598.840**	**432.453.024**	**(96.667.548)**	**390.982**	**66.602.561**	**(24.453.362)**	**499.055.585**	**(121.120.910)**

(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.

31 de diciembre de 2022 y 2021 existen deudores comerciales sólo en el segmento eléctrico pues los deudores comerciales del segmento servicios fueron aportados en el proceso de división descrito en Nota 1.1 a CGE Transmisión S.A.

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2022				
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.	247	1.945.824	3.107	15.299.361
Total	**247**	**1.945.824**	**3.107**	**15.299.361**

31-12-2021				
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.	48	501.142	4.091	22.823.182
Total	**48**	**501.142**	**4.091**	**22.823.182**

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Provisión cartera no repactada	4.555.960	(773.356)
Provisión cartera repactada	(2.323)	(12.012.859)
Total	**4.553.637**	**(12.786.215)**

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2022 31-12-2022 M$
Ventas de energía eléctrica Chile	37.863.994	2.200.153.194
Total	**37.863.994**	**2.200.153.194**

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ventas de energía eléctrica Chile	37.202.071	1.580.146.570
Ventas de servicios	2.113	8.474.871
Total	**37.204.184**	**1.588.621.441**

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.

Con el objetivo de reforzar aún más la relación financiera de CGE con su relacionada internacional State Grid International Development (SGID), en noviembre de 2021 se firmó un contrato denominado “Cash Support Agreement”. Este consiste en un apoyo financiero para asegurar el cumplimiento de todas las obligaciones financieras de la empresa relacionadas con deuda bancaria y/o bonos. El monto del apoyo es por hasta 350 millones de Euros y su duración es de hasta 6 años. En caso de ser necesario el apoyo, este se ejecuta mediante un crédito subordinado desde SGID a CGE a precios competitivos de mercado y se encuentra firmado con ley chilena. Al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no han existido transacciones amparadas bajo este contrato.

Con fecha 28 de julio de 2022 la sociedad firmó un contrato de crédito con el controlador State Grid Chile Electricity SpA. Mediante este contrato el acreedor puso a disposición de CGE un préstamo intercompañía por un monto de M$4.000.000, el cual devengará una tasa de interés anual equivalente a la TAB nominal de 90 días más un spread de 30 bps. La tasa de interés se ajustará trimestralmente. Los intereses ordinarios devengados se capitalizarán trimestralmente en conjunto con la actualización de tasa, como capital del préstamo. El préstamo es a la vista y posee condiciones de prepago sin penalidad alguna para la Sociedad.

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el periodo o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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 2022 y 2021 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	
							31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	10.058	1.077		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades y servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	1.808	1.243		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	8.107	132.252		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	11.569			
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	2.676	10.678		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Venta de activo fijo	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		4.911.035		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	79.664	548.474		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	124.019	14.836		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		3.564		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		47.964		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	231.707	1.528.363		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		520.040		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	4.116.271	4.023.150		
91.344.000-5	Litoral S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $		14.836		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	9.450	129.935		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	129.728			
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	5.025	5.026		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	749.269	322.761		
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	1.225			
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	23.698	8.422		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	576			
TOTALES							**5.504.850**	**12.223.656**	**0**	**0**

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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	
							31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	6.382.966	8.368.672		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL $	308.201	26.780		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Compra de materiales y equipos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $		8.133		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $		3.073.364		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	422.992			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity S.A.	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	11.200.774	1.551.946		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity S.A.	Chile	Préstamo recibido	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	4.000.000			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity S.A.	Chile	Intereses préstamo	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	201.918			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	34.809.069	42.110.216		
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	123.892	2.118.869		
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	5.124			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	1.285.194	625.296		
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL $	2.177			
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 dias	Matriz común	CL $	2.674			
TOTALES							**58.744.981**	**57.883.276**	**0**	**0**

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 2022 y 2021.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2022 31-12-2022		01-01-2021 31-12-2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Ex Matriz común	Servicios recibidos	CL $			675.815	(675.815)
0-E	Naturgy Energy Group S.A.	España	Ex Matriz	Servicios recibidos	CL $			179.276	(179.276)
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Ex Matriz común	Servicio de comunicación	CL $			1.494	1.494
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Ex Matriz común	Ingreso por venta activo fijo	CL $			21.428	21.428
76.202.178-1	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Chile	Ex Matriz común	Compra de energía y potencia	CL $			3.592.991	(3.592.991)
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Ex Matriz común	Venta de Energía	CL $			30.646	30.646
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	3.939.239	(3.939.239)	1.356.355	(1.356.355)
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $	14.371	14.371		
76.306.442-5	Eletrans II S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	319.298	(319.298)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL $	17.567.674	(17.567.674)	12.447.687	(12.447.687)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales y servicios prestados	CL $	1.577.096	1.577.096	366.470	366.470
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL $	570.587	(570.587)	23.659	(23.659)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL $			351	351
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL $	355.145	355.145	327.273	327.273
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL $			83.204	83.204
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL $	16.502	16.502	20.594	20.594
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL $	62.334	62.334	41.177	41.177
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL $	2.317.747		2.153.431	
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Ex Matriz común	Servicio de comunicación	CL $			1.153	1.153
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Ex Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL $			16.512	16.512
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	1.258.209	(1.258.209)	529.968	(529.968)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL $			487	(487)
76.680.107-2	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL $	56	56		
76.954.578-6	Transquinta S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	17.339	(17.339)	14.813	(14.813)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL $	3.433.780		2.071.302	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicioss de Subtransmisión	CL $			83.687	83.687
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Construcción de redes eléctricas	CL $	42.729		61.408	
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento líneas y redes	CL $	40.314	(40.314)	47.815	(47.815)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL $	77.524	(77.524)	13.617	(13.617)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $	43.719	43.719	13.645	13.645

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (continuación)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2022 31-12-2022		01-01-2021 31-12-2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $			422	(422)
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL $			16	16
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de activo fijo	CL $	584.590	584.590	4.126.920	4.126.920
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL $	100.869	100.869		
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL $	13.811	13.811	548.474	548.474
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	CL $	22.554	22.554	2.995	2.995
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL $	1.549.987	(1.549.987)		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Matriz Común	Préstamo recibido	CL $	4.000.000			
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Matriz Común	Interés préstamo recibido	CL $	201.918	(201.918)		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL $	42.197	42.197		
77.402.187-6	Chilquinta Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	2.620.067	(2.620.067)	814.970	(814.970)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL $	291.810	(291.810)	19.838.722	(19.838.722)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	50.017.782	(50.017.782)	3.865.673	(3.865.673)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL $			2.307.990	2.307.990
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL $	6.704.491	6.704.491	1.252.576	1.252.576
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL $	13.606			
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de materiales y equipos eléctricos	CL $	480.158	480.158	1.068.237	1.068.237
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL $	3.103.189	(3.103.189)	179.039	(179.039)
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL $			2	2
77.465.741-K	CGE Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de propiedades	CL $	656.454	(656.454)		
77.470.427-2	Luz Parral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	174.138	(174.138)		
77.470.446-9	Litoral Transmisión S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	15.676	(15.676)		
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $	15.885	15.885		
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento líneas y redes	CL $	40.266	(40.266)		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales y equipos	CL $	6.208.302			
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL $	623.897	623.897	42.383	42.383
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL $	39.341	39.341	9.102	9.102
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL $	665.688	(665.688)		
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL $	28.277	28.277	13.753	13.753
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicioss de Subtransmisión	CL $	292.845	292.845	230.023	230.023
91.344.000-5	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	4.899	(4.899)	49.925	(49.925)

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (continuación)

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2022 31-12-2022		01-01-2021 31-12-2021	
						Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	Operación M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex Matriz común	Servicios informáticos	CL $			341.878	341.878
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL $			181.123	181.123
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex Matriz común	Servicios prestados	CL $			16	16
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Ex Matriz común	Ingreso por servicios de gestión	CL $			106.094	106.094
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicioss de Subtransmisión	CL $	104.939	104.939	55.176	55.176
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL $	10.501	10.501	6.531	6.531
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL $			921	(921)
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $			38	38
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL $	607.575	607.575	1.470.468	1.470.468
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	234.631	(234.631)	819.855	(819.855)
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $	8.895	8.895	634	634
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Ex Matriz común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL $			214.333	214.333
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Ex Matriz común	Compra de energía y potencia	CL $			52.789	(52.789)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Ex Matriz común	Venta de energía	CL $			22.478	22.478
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	991.794	(991.794)	517.304	(517.304)
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL $	39.750	39.750	140.412	140.412
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $	14.622	14.622	4.649	4.649
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL $	20.307	20.307	7.911	7.911
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL $			13	13
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL $	19.126	(19.126)	7.278	(7.278)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Cargo único troncal	CL $	1.665.181	(1.665.181)	676.027	(676.027)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de Subtransmisión	CL $	16.859	16.859	212.556	212.556
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por venta de energía	CL $	558.457	558.457	157.362	157.362
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL $			15.175	15.175
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios prestados	CL $	25	25	113	113
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energia	CL $			17	17
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL $	36	(36)	11	(11)
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL $	22.797	(22.797)	9.195	(9.195)

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 31 de marzo de 2021 en Junta Ordinaria de Accionistas se procedió a 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
Luis Zarauza Quiros
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre
Ramón Trepat Font
José Luis Gil Sánchez

En Sesión de Directorio del 27 de abril de 2021 se procedió a la designación del Presidente y Vicepresidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Antonio Gallart Gabás	Presidente
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Vicepresidente
Luis Zarauza Quiros	Director
Ramón Trepat Font	Director
José Luis Gil Sánchez	Director

Con fecha 26 de julio de 2021 los Directores Antonio Gallart Gabás, Rita Ruiz de Alda Iparraguirre, Luis Zarauza Quiros, Ramón Trepat Font y José Luis Gil Sánchez presentaron su renuncia al cargo de Director, las cuales fueron aceptadas designándose a los siguientes directores en su reemplazo:

Yan Dai	Presidente
Chengzhong Liang	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

Con fecha 1 de octubre de 2021 el Señor Chengzhong Liang presentó su renuncia al cargo de Director, la cual fue aceptada designándose en su reemplazo al Señor Xinglei Wang. De este modo el Directorio quedó compuesto por:

Yan Dai	Presidente
Xinglei Wang	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

Con fecha de 21 de abril de 2022 en Junta Ordinaria de Accionistas se procedió a la elección de Directorio. En dicha junta fueron elegidos como Directores de la Sociedad por un periodo de tres años las siguientes personas:

Yan Dai
Xinglei Wang
Futao Huang
Chengzu Liu
Rodrigo Valdés Pulido

En Sesión de Directorio del 28 de abril de 2022 se procedió a la designación del Presidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Yan Dai	Presidente
Xinglei Wang	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

Con fecha 28 de julio de 2022 el Señor Xinglei Wang presentó su renuncia al cargo de Director, la cual fue aceptada designándose en su reemplazo a la Señora Bing Yu. De este modo el Directorio quedó compuesto por:

Yan Dai	Presidente
Bing Yu	Director
Futao Huang	Director
Chengzu Liu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2022 31-12-2022	01-01-2021 31-12-2021
		Dieta directorio M$	Dieta directorio M$
Antonio Gallart Gabas	Ex Director		23.643
Ramón Trepat Font	Ex Director		15.762
Rodrigo Valdés Pulido	Director	29.556	9.177
Totales		**29.556**	**48.582**

Las remuneraciones correspondientes al Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M$ 84.662 al 31 de diciembre de 2022 y M$ 81.748 al 31 de diciembre de 2021.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no se han pagado remuneraciones a los directores que representan al controlador, por renuncia expresa a ella.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M$ 3.292.120 al 31 de diciembre de 2022 (M$ 6.052.451 al 31 de diciembre de 2021).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M$ 457.744 al 31 de diciembre de 2022 (M$ 392.149 al 31 de diciembre de 2021).

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 2022 y 2021 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Mercaderías para la venta.	86.766	86.766		
Suministros para la producción.	3.043.813	2.252.705		
Suministros para mantención.	313.892	323.369		
Provisión de deterioro.	(86.766)	(64.188)		
Total	**3.357.705**	**2.598.652**	**0**	**0**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(22.578)	
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.		470.028
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	(4.874.749)	(8.630.637)

Las reversiones, en caso de existir, 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 2022 y 2021.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	2.491.972	5.552.907		
Rebajas al impuesto.	25.000	24.000		
Créditos al impuesto.	1.394.225	364.562		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.		1.559.128		
Subtotal activos por impuestos	**3.911.197**	**7.500.597**	**0**	**0**
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(2.524.942)	(2.969.048)		
Subtotal pasivos por impuestos	**(2.524.942)**	**(2.969.048)**	**0**	**0**
Total activos (pasivos) por impuestos	**1.386.255**	**4.531.549**	**0**	**0**

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Gastos pagados por anticipado.	2.470.716	8.093.567		
Boletas en garantía.	687	300		
Otros activos	552.778	784.981	8.280	8.280
Total	**3.024.181**	**8.878.848**	**8.280**	**8.280**

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente anticipos de licenciamiento de software, seguros pagados por anticipado y desembolsos por recuperar de compañías de seguros.

13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN. (Información de las Subsidiarias Consolidadas)

13.1.- Inversiones en subsidiarias.

13.1.1.- La valorización de las inversiones en subsidiarias consolidadas usando el método de la participación se presentan a continuación para efectos informativos.

Al 31 de diciembre de 2022.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2022 M$	Adiciones M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Transferencia por división o fusión social M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31-12-2022 M$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL $	99,89482%	99,89482%	**53.917.840**		3.994.641	(3.964.202)		(104.812)	**53.843.467**	**(4.174)**
Total					**53.917.840**	**0**	**3.994.641**	**(3.964.202)**	**0**	**(104.812)**	**53.843.467**	**(4.174)**

Al 31 de diciembre de 2021.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2021 M$	Adiciones M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Dividendos recibidos M$	Transferencia por división social M$	Otro incremento (decremento) M$	Saldo al 31-12-2021 M$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL $	99,89482%	99,89482%	**53.086.013**		4.046.259	(3.349.715)		135.283	**53.917.840**	**(4.260)**
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL $	0,00000%	0,00000%	**7.791.936**		(65.085)		(7.812.508)	85.657	**0**	
CGE Comercializadora SpA	Chile	CL $	0,00000%	0,00000%		1.500.000	(221.837)		(1.278.163)		**0**	
Total					**60.877.949**	**1.500.000**	**3.759.337**	**(3.349.715)**	**(9.090.671)**	**220.940**	**53.917.840**	**(4.260)**

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias consolidadas.

Al 31 de diciembre de 2022.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2022													
		Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos M$	Pasivos corrientes M$	Pasivos no corrientes M$	Total pasivos M$	Patrimonio M$	Ingresos ordinarios M$	Costo de ventas M$	Otros M$	Ganancia (pérdida) neta M$	Ganancia (pérdida) controlador M$	Resultado integral M$	Resultado Integral controlador M$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	16.195.758	128.723.809	**144.919.567**	14.272.237	41.152.509	**55.424.746**	**89.494.821**	50.339.146	(35.398.731)	(7.790.693)	**7.149.722**	**3.998.847**	**6.959.338**	**3.893.925**

Al 31 de diciembre de 2021.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2021													
		Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos M$	Pasivos corrientes M$	Pasivos no corrientes M$	Total pasivos M$	Patrimonio M$	Ingresos ordinarios M$	Costo de ventas M$	Otros M$	Ganancia (pérdida) neta M$	Ganancia (pérdida) controlador M$	Resultado integral M$	Resultado Integral controlador M$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	18.213.156	115.906.580	**134.119.736**	14.912.935	29.508.343	**44.421.278**	**89.698.458**	40.886.867	(27.680.839)	(5.841.265)	**7.364.763**	**4.050.576**	**7.621.124**	**4.191.864**
Transformadores Tusan S.A.	0,00000%			**0**			**0**	**0**	8.474.871	(6.882.302)	(1.627.369)	**(34.800)**	**(65.696)**	**51.661**	**20.765**
CGE Comercializadora SpA	0,00000%			**0**			**0**	**0**	91.583	(106.969)	(206.451)	**(221.837)**	**(221.837)**	**(221.837)**	**(221.837)**

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.

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 2022 y 2021 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2022		
	Valores brutos M$	Amortización acumulada M$	Valores netos M$
Programas informáticos.	94.921.416	(73.596.412)	21.325.004
Otros activos intangibles identificables.	603.178.673	(47.123)	603.131.550
Total	**698.100.089**	**(73.643.535)**	**624.456.554**

Activos Intangibles	31-12-2021		
	Valores brutos M$	Amortización acumulada M$	Valores netos M$
Programas informáticos.	86.919.388	(63.885.174)	23.034.214
Otros activos intangibles identificables.	603.178.673	(45.438)	603.133.235
Total	**690.098.061**	**(63.930.612)**	**626.167.449**

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2022 y 2021 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2022 y 2021 alcanza a M$ 73.643.535 y M$ 63.930.612 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 2022 y 2021 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	5
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2022		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2022	**23.034.214**	**603.133.235**	**626.167.449**
Adiciones.	9.575.220		**9.575.220**
Amortización.	(9.712.175)	(1.685)	**(9.713.860)**
Otros incrementos (disminuciones).	(1.572.255)		**(1.572.255)**
Cambios, total	**(1.709.210)**	**(1.685)**	**(1.710.895)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	**21.325.004**	**603.131.550**	**624.456.554**

Movimientos en activos intangibles	31-12-2021		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021	**16.125.546**	**845.227.786**	**861.353.332**
Adiciones.	14.527.337	1.645.780	**16.173.117**
Transferencia por División social	(75.041)	(243.722.161)	**(243.797.202)**
Retiros.		(14.086)	**(14.086)**
Amortización.	(7.561.192)	(4.084)	**(7.565.276)**
Otros incrementos (disminuciones).	17.564		**17.564**
Cambios, total	**6.908.668**	**(242.094.551)**	**(235.185.883)**
Saldo al 31 de diciembre de 2021	**23.034.214**	**603.133.235**	**626.167.449**

El monto incluido en el ítem Transferencia por División social corresponde a los montos asignados a la sociedad CGE Transmisión S.A. de acuerdo a lo indicado en nota 1.1.

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o periodo de amortización al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2022	Importe en libros de activo individual intangible significativo M$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.950.546	Indefinida
Servidumbres.	19.480	Definida
Total	**603.131.550**	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2021	Importe en libros de activo individual intangible significativo M$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	599.161.524	Indefinida
Servidumbres.	3.950.546	Indefinida
Servidumbres.	21.165	Definida
Total	**603.133.235**	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2022 31-12-2022		01-01-2021 31-12-2021	
	Programas informáticos M$	Otros activos intangibles identificables M$	Programas informáticos M$	Otros activos intangibles identificables M$
Costo de ventas.	5.213		4.266	
Gastos de administración.	9.706.962	1.685	7.556.926	4.084
Total	**9.712.175**	**1.685**	**7.561.192**	**4.084**

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El periodo 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.

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 2022 y 2021 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2021			Movimientos 2022	
					Saldo al 01-01-2021 M$	Otros incrementos (disminuciones) M$	Saldo al 31-12-2021 M$	Otros incrementos (disminuciones) M$	Saldo al 31-12-2022 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	12.849.000		12.849.000		12.849.000
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000	(61.388.000)	0		0
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)
Totales					**222.834.233**	**(61.388.000)**	**161.446.233**	**0**	**161.446.233**

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. Las sociedades sobre las cuales se mantenía la plusvalía Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, CGE Distribución S.A. Emel Norte S.A. y subsidiarias y Transnet S.A. producto de la reorganización societaria fueron absorbidas por Compañía General de Electricidad S.A.

El monto correspondiente a la rebaja de plusvalía del ejercicio 2021 corresponde al monto asignado a la sociedad CGE Transmisión S.A. de acuerdo a lo indicado en nota 1.1.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Saldo Inicial	**8.155.009**	**8.043.507**
Transferencias a propiedad planta y equipo.	(1.441.994)	
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.		(25.539)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	962.035	3.705.192
Transferencia por División social		(3.568.151)
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(2)	
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	**(479.961)**	**111.502**
Total	**7.675.048**	**8.155.009**

Los elementos de propiedades de inversión han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021, en base a lo previsto en la NIC 40. Dicha metodología aplicada para estos bienes se clasifica en Nivel II de la jerarquía de valor razonable, donde la información proviene de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel de jerarquía I, pero son observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios), ya que debido al método de retasación periódica los valores se obtienen de tasaciones que se llevan a cabo, a base del valor de mercado.

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión son evaluadas y efectuadas en forma anual. El valor razonable de las propiedades de inversión fue determinada por peritos externos independientes con una capacidad profesional reconocida y experiencia en la valorización de activos similares.

El Valor de Tasación informado por dichos profesionales corresponde a una estimación metodológica del valor de cada activo a través de un enfoque de Valor de Mercado o Valor Comercial, que reconoce un mercado definido y comparable para cada activo.

El valor de costo histórico de las propiedades de inversión alcanza a M$3.139.496 al 31 de diciembre de 2022 (M$ 4.002.832 al 31 de diciembre de 2021).

El monto incluido en el ítem Transferencia por división social corresponde a los montos asignados a la sociedad CGE Transmisión S.A. de acuerdo a lo indicado en nota 1.1.

16.2.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	1.231.037	1.167.341

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. y subsidiarias

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 2022 y 2021 es la siguiente:

17.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Construcciones en curso.	**218.200.475**	**124.251.245**
Terrenos.	**14.311.095**	**12.978.211**
Edificios.	**15.791.574**	**15.194.555**
Planta y equipos.	**996.309.953**	**955.504.525**
Subestaciones de poder.	2.028.109	2.790.216
Lineas de transporte energía.	214.466	285.389
Subestaciones de distribución.	121.912.950	117.326.273
Líneas y redes de media y baja tensión.	828.405.662	791.790.018
Maquinas y equipos de generación.	16.188.490	16.250.788
Medidores.	27.560.276	27.061.841
Equipamiento de tecnología de la información	**2.087.601**	**2.203.482**
Instalaciones fijas y accesorios	**46.004.977**	**45.538.088**
Equipos de comunicaciones.	120.857	185.656
Herramientas.	8.334.093	8.504.953
Muebles y útiles.	245.284	389.496
Instalaciones y accesorios diversos.	37.304.743	36.457.983
Vehículos de motor.	**2.813.413**	**1.429.633**
Mejoras de bienes arrendados.	**618.778**	**1.038.324**
Otras propiedades, plantas y equipos.	**0**	**97.140**
Repuestos	**350.918**	**315.259**
Total	**1.296.488.784**	**1.158.550.462**

17.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Construcciones en curso.	**218.200.475**	**124.251.245**
Terrenos.	**14.311.095**	**12.978.211**
Edificios.	**29.944.052**	**28.803.138**
Planta y equipos.	**1.508.898.810**	**1.436.683.041**
Subestaciones de poder.	4.193.400	5.635.819
Lineas de transporte energía.	459.914	478.729
Subestaciones de distribución.	181.421.110	174.133.742
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.203.060.774	1.142.345.186
Maquinas y equipos de generación.	57.901.752	54.547.623
Medidores.	61.861.860	59.541.942
Equipamiento de tecnología de la información	**29.867.557**	**27.982.300**
Instalaciones fijas y accesorios	**82.275.245**	**78.593.489**
Equipos de comunicaciones.	4.511.806	4.507.272
Herramientas.	23.262.856	22.140.453
Muebles y útiles.	5.424.223	5.359.599
Instalaciones y accesorios diversos.	49.076.360	46.586.165
Vehículos de motor.	**7.459.604**	**5.644.480**
Mejoras de bienes arrendados.	**5.813.516**	**5.813.516**
Otras propiedades, plantas y equipos.		**97.140**
Repuestos	**796.856**	**1.022.109**
Total	**1.897.567.210**	**1.721.868.669**

17.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Edificios.	**14.152.478**	**13.608.583**
Planta y equipos.	**512.588.857**	**481.178.516**
Subestaciones de poder.	2.165.291	2.845.603
Lineas de transporte energía.	245.448	193.340
Subestaciones de distribución.	59.508.160	56.807.469
Líneas y redes de media y baja tensión.	374.655.112	350.555.168
Maquinas y equipos de generación.	41.713.262	38.296.835
Medidores.	34.301.584	32.480.101
Equipamiento de tecnología de la información	**27.779.956**	**25.778.818**
Instalaciones fijas y accesorios	**36.270.268**	**33.055.401**
Equipos de comunicaciones.	4.390.949	4.321.616
Herramientas.	14.928.763	13.635.500
Muebles y útiles.	5.178.939	4.970.103
Instalaciones y accesorios diversos.	11.771.617	10.128.182
Vehículos de motor.	**4.646.191**	**4.214.847**
Mejoras de bienes arrendados.	**5.194.738**	**4.775.192**
Repuestos	**445.938**	**706.850**
Total	**601.078.426**	**563.318.207**

17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 31 de diciembre de 2022.

Movimiento año 2022		Construcción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Mejoras de bienes arrendados, neto M$	Otras propiedades, planta y equipo, neto M$	Repuestos M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2022		**124.251.245**	**12.978.211**	**15.194.555**	**955.504.525**	**2.203.482**	**45.538.088**	**1.429.633**	**1.038.324**	**97.140**	**315.259**	**1.158.550.462**
Cambios	Adiciones.	180.258.847		0	2.054.353	339.382	370.838	767.665		0	132.224	**183.923.309**
	Desapropiaciones				(213.772)	(875)						**(214.647)**
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.		52.000									**52.000**
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		1.280.884	161.110								**1.441.994**
	Retiros.	(215.788)			(7.003.116)	(3.978)	(5.895)					**(7.228.777)**
	Gasto por depreciación.			(538.498)	(35.673.947)	(2.017.146)	(3.048.594)	(431.463)	(419.546)			**(42.129.194)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en	(86.068.548)		1.081.876	81.153.145	22.100	2.763.849	1.047.578				**0**
	Otros incrementos (decrementos).	(25.281)		(107.469)	488.765	1.544.636	386.691			(97.140)	(96.565)	**2.093.637**
	Total cambios	**93.949.230**	**1.332.884**	**597.019**	**40.805.428**	**(115.881)**	**466.889**	**1.383.780**	**(419.546)**	**(97.140)**	**35.659**	**137.938.322**
Saldo final al 31 de diciembre de 2022		**218.200.475**	**14.311.095**	**15.791.574**	**996.309.953**	**2.087.601**	**46.004.977**	**2.813.413**	**618.778**	**0**	**350.918**	**1.296.488.784**

Movimiento al 31 de diciembre de 2021.

Movimiento año 2021		Construcción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Mejoras de bienes arrendados, neto M$	Otras propiedades, planta y equipo, neto M$	Repuestos M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021		**161.977.367**	**52.888.856**	**29.369.337**	**1.494.144.457**	**5.611.473**	**51.989.959**	**1.705.241**	**1.554.960**	**118.326**	**1.455.209**	**1.800.815.185**
Cambios	Adiciones.	149.357.614	95.921	29.400	(333.110)	246.828	271.249	578.713				**150.246.615**
	Desapropiaciones	(22.281)	(63.091)		(245.346)	(714)	(2.163.544)	(328.952)				**(2.823.928)**
	Transferencia por División social.	(74.541.349)	(39.943.475)	(14.364.078)	(587.526.279)	(49.450)	(3.262.880)	(309.679)				**(719.997.190)**
	Retiros.				(5.370.287)	(3.737)	(13.079)	(75.422)				**(5.462.525)**
	Gasto por depreciación.			(892.433)	(55.200.197)	(3.814.382)	(3.380.266)	(415.978)	(516.636)		(16.209)	**(64.236.101)**
	Utilización repuestos											**0**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en	(112.821.337)		1.052.329	111.651.178	213.464	2.096.649	275.710		(12.174)	(2.462.414)	**(6.595)**
	Otros incrementos (decrementos).	301.231			(1.615.891)					(9.012)	1.338.673	**15.001**
	Total cambios	**(37.726.122)**	**(39.910.645)**	**(14.174.782)**	**(538.639.932)**	**(3.407.991)**	**(6.451.871)**	**(275.608)**	**(516.636)**	**(21.186)**	**(1.139.950)**	**(642.264.723)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2021		**124.251.245**	**12.978.211**	**15.194.555**	**955.504.525**	**2.203.482**	**45.538.088**	**1.429.633**	**1.038.324**	**97.140**	**315.259**	**1.158.550.462**

17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, han 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. El monto de adiciones al 31 de diciembre de 2022 alcanzó a M$183.718.700 (M$150.246.615 al 31 de diciembre de 2021) y el valor contable de obras en curso alcanzó a un monto de M$218.200.475 y M$124.251.245 al 31 de diciembre de 2022 y 2021 respectivamente.

No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A y subsidiarias.

17.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	7.228.777	5.462.525
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	180.258.847	149.357.614

17.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 se han capitalizado intereses por M$ 151.002, a una tasa de interés promedio ponderada de 5,8% sobre los activos calificados para este efecto. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 no se han capitalizado intereses por no tener activos calificados para dicho efecto.

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. En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática anualmente al cierre de cada ejercicio, a menos que existan indicios de deterioro que impliquen una revisión previa.

El criterio utilizado para identificar las Unidades generadoras de efectivo se basa en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que la Sociedad opera y en la organización corporativa, y como tal se ha identificado una única UGE para todo el negocio de distribución en Chile del grupo CGE.

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

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros, estos han sido proyectados hasta el año 2027.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por Compañía General de Electricidad S.A. para la determinación de valor en uso y la evaluación de un eventual deterioro son:

- Margen de energía, IPC, CPI, TC (CLP/USD), crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios, se incrementan según número de clientes, IPC.
- Gastos de personal, ajustes en dotación en base a necesidades de la compañía, ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, variación de propiedades, planta y equipo.

A continuación, se describe con mayor detalle los enfoques utilizados para la determinación del primer punto proyectado:

1. Los principales componentes del margen de energía son el valor agregado de distribución (VAD) y las pérdidas de energía. Para proyectar estos conceptos los principales supuestos fueron los siguientes:

    a. VAD, se consideran las tarifas actuales del año 2022 indexadas con los parámetros macroeconómicos estimados, crecimiento de ventas físicas y clientes, resultados de fijaciones tarifarias estimados por el área de regulación considerando el rango de rentabilidad mínima y máxima de la industria.
    b. Pérdidas de energía en base a estimación de los precios de compra (indexación considerando los parámetros macroeconómicos estimados y entrada de nuevos contratos de generación en base a licitaciones ya realizadas), cantidad de energía perdida considerando información histórica y nuevos planes de mejoras en pérdidas.

2. Crecimiento ventas físicas: Las ventas físicas se proyectan en base a información histórica entre un 2,0% a un 3,0% considerando crecimientos anualizados, más crecimiento adicional por nuevos planes de mejora en pérdidas a implementar durante el periodo de las estimaciones.
3. Crecimiento de clientes: Los clientes se proyectan en base a información histórica entre un 2,0% a un 3,0%.

Para extender las estimaciones se utilizaron los supuestos macroeconómicos (IPC, CPI, USD/CLP) extraídos desde distintas fuentes, entre las que se incluyen Bloomberg, Risk America y estimaciones internas de la Sociedad en base a información histórica.

Para el flujo terminal se utiliza una tasa de 3,0% que es la meta inflacionaria de largo plazo de Chile.

La tasa de descuento nominal después de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 fue de un 6,41%.

Como resultado de estas pruebas, Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedad, planta y equipos, activos intangibles de vida útil indefinida y plusvalía al 31 de diciembre de 2022.

Adicionalmente se han realizado sensibilizaciones del efecto de la variación en la tasa de descuento, específicamente aumentándola y disminuyéndola en un 1%, resultando las siguientes variaciones en el valor en uso resultante de las proyecciones de M$1.018.763.170 y M$1.871.931.000 respectivamente. Como resultado de estas sensibilizaciones, en ambos escenarios no existe un deterioro.

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 2022 y 2021 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2022 31-12-2022			
	Propiedades, planta y equipo M$	Activos financieros M$	Plusvalía M$	Total M$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(133.235)		**(133.235)**
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		4.686.872		**4.686.872**

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2021 31-12-2021			
	Propiedades, planta y equipo M$	Activos financieros M$	Plusvalía M$	Total M$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(12.786.215)		**(12.786.215)**

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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	01-01-2022 31-12-2022		
	Eléctrico Chile M$	Servicios M$	Total M$
Pérdidas por deterioro de valor	(133.235)		**(133.235)**
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	4.686.872		**4.686.872**

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2021 31-12-2021		
	Eléctrico Chile M$	Servicios M$	Total M$
Pérdidas por deterioro de valor	(12.786.022)	(193)	**(12.786.215)**

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Relativos a intangibles.	1.193.085	652.182
Relativos a ingresos anticipados	8.417.259	5.242.194
Relativos a provisiones.		16.999.134
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	8.742.323	8.498.870
Relativos a pérdidas fiscales.	143.675.823	74.904.712
Relativos a cuentas por cobrar.	14.105.561	32.309.920
Relativos a los inventarios.	7.190.593	5.518.546
Relativos a contratos de leasing.	2.893.916	2.480.207
Relativos a otros.	308.625	196.160
Total	**186.527.185**	**146.801.925**

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 principalmente a la base imponible negativa de Compañía General de Electricidad S.A. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación. La recuperación de estos créditos está asegurada por el no tener plazo de vencimiento y corresponden a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	89.614.039	85.946.181
Relativos a intangibles.	72.229.052	82.740.461
Relativos a contratos de leasing.	21.270	47.429
Relativos a otros.	22.869	
Relativos a propiedades de inversión.	945.068	246.272
Total	**162.832.298**	**168.980.343**

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 2022 y 2021:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Saldo inicial	**146.801.925**	**118.477.698**
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	39.725.260	53.271.915
División Social, activos por impuestos diferidos.		(24.947.688)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	**39.725.260**	**28.324.227**
Total	**186.527.185**	**146.801.925**

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Saldo inicial	**168.980.343**	**229.635.763**
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(6.148.045)	71.003.148
División Social, pasivos por impuestos diferidos.		(131.658.568)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	**(6.148.045)**	**(60.655.420)**
Total	**162.832.298**	**168.980.343**

El monto incluido en el ítem división social corresponde a los montos asignados a la sociedad CGE Transmisión S.A. de acuerdo a lo indicado en nota 1.1.

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	31-12-2022			31-12-2021		
	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.	186.527.185	(142.267.629)	44.259.556	146.801.925	(146.494.370)	307.555
Pasivos por impuestos diferidos.	(162.832.298)	142.267.629	(20.564.669)	(168.980.343)	146.494.370	(22.485.973)
Total	**23.694.887**	**0**	**23.694.887**	**(22.178.418)**	**0**	**(22.178.418)**

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2022		31-12-2021	
		Corrientes M$	No corrientes M$	Corrientes M$	No corrientes M$
Préstamos bancarios.	CL $	6.858.025	40.205.414	4.511.848	5.371.936
Total préstamos bancarios		**6.858.025**	**40.205.414**	**4.511.848**	**5.371.936**
Obligaciones con el público (bonos)	**UF**	**41.939.703**	**787.959.484**	**16.358.174**	**725.613.155**
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	934.206		1.591.267	
Pasivos de cobertura		**934.206**	**0**	**1.591.267**	**0**
Total		**49.731.934**	**828.164.898**	**22.461.289**	**730.985.091**

CL $: Pesos chilenos.
UF : Unidad de fomento.

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

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
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2022	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2022
									M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Bank of China, Agencia en Chile	CL$	Al vencimiento	7,32%	6,40%	Sin Garantía	2.427.548			**2.427.548**			**0**
Chile	76.411.321-8	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL$	Al vencimiento	12,72%	12,10%	Sin Garantía			76.563	**76.563**	24.826.502		**24.826.502**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL $	Al vencimiento	11,10%	11,10%	Sin Garantía	1.706.874			**1.706.874**			**0**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	1,90%	1,90%	Sin Garantía		8.068		**8.068**	1.263.609		**1.263.609**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL $	Al vencimiento	12,30%	12,30%	Sin Garantía			1.014.655	**1.014.655**			**0**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL $	Al vencimiento	12,30%	12,30%	Sin Garantía			1.545.100	**1.545.100**			**0**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL $	Al vencimiento	12,87%	12,25%	Sin Garantía			34.028	**34.028**	9.931.021		**9.931.021**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	12,34%	12,34%	Sin Garantía			36.197	**36.197**	2.200.000		**2.200.000**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	13,08%	12,45%	Sin Garantía			8.992	**8.992**	1.984.282		**1.984.282**
Totales									**4.134.422**	**8.068**	**2.715.535**	**6.858.025**	**40.205.414**	**0**	**40.205.414**

Saldos al 31 de diciembre de 2021.

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
									hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2021	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2021
									M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL $	Al vencimiento	1,59%	1,59%	Sin Garantía	11.973			**11.973**	1.623.288		**1.623.288**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL $	Al vencimiento	1,90%	1,90%	Sin Garantía		8.068		**8.068**		1.263.609	**1.263.609**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	1,59%	1,59%	Sin Garantía	2.251.478			**2.251.478**			**0**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Crédito e Inversiones	CL $	Al vencimiento	0,90%	0,90%	Sin Garantía		17.428	2.200.000	**2.217.428**			**0**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL $	Al vencimiento	0,61%	0,61%	Sin Garantía			9.078	**9.078**	985.039		**985.039**
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL $	Al vencimiento	0,61%	0,61%	Sin Garantía			13.823	**13.823**	1.500.000		**1.500.000**
Totales									**2.263.451**	**25.496**	**2.222.901**	**4.511.848**	**4.108.327**	**1.263.609**	**5.371.936**

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

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
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2022	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	31-12-2022
										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	3.449.748		**3.449.748**	32.185.064	32.185.064	32.185.064	32.185.064	61.397.467		**190.137.723**
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	385.222		**385.222**					17.128.648		**17.128.648**
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		229.232	**229.232**					68.507.734		**68.507.734**
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	12.655.412		**12.655.412**	11.171.630	11.171.630	11.171.630	11.171.630	33.674.542		**78.361.062**
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.375.981		**1.375.981**					46.814.621	93.114.990	**139.929.611**
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		23.523.353	**23.523.353**	23.407.297	23.117.526					**46.524.823**
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		253.870	**253.870**						104.859.427	**104.859.427**
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		27.697	**27.697**		70.492.031					**70.492.031**
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		39.188	**39.188**					72.018.425		**72.018.425**
Totales										**17.866.363**	**24.073.340**	**41.939.703**	**66.763.991**	**136.966.251**	**43.356.694**	**43.356.694**	**299.541.437**	**197.974.417**	**787.959.484**

Saldos al 31 de diciembre de 2021.

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
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2021	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	31-12-2021
										M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	5,01%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	3.045.021		**3.045.021**		28.409.095	28.409.095	28.409.095	82.188.342		**167.415.627**
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,34%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	340.027		**340.027**					15.038.165		**15.038.165**
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,43%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		202.339	**202.339**					60.228.530		**60.228.530**
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,34%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	6.240.184	4.930.488	**11.170.672**	9.860.977	9.860.977	9.860.977	9.860.977	39.620.482		**79.064.390**
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,95%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.214.550		**1.214.550**						123.418.947	**123.418.947**
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,15%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		102.441	**102.441**	20.661.139	20.661.139	20.276.229				**61.598.507**
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,06%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		224.086	**224.086**						92.481.470	**92.481.470**
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		24.447	**24.447**			62.360.911				**62.360.911**
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		34.591	**34.591**					64.006.608		**64.006.608**
Totales										**10.839.782**	**5.518.392**	**16.358.174**	**30.522.116**	**58.931.211**	**120.907.212**	**38.270.072**	**261.082.127**	**215.900.417**	**725.613.155**

Con fecha 27 de enero de 2021, los tenedores de bonos de las Series I y J, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542 y los tenedores de bonos de la Serie K, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°541, acordaron en las Juntas de Tenedores de Bonos celebradas al efecto, renunciar a la solidaridad a la que se encontraba obligada la sociedad CGE Gas Natural S.A., de conformidad con los Contratos de Emisión de Bonos, singularizados en el párrafo siguiente. En razón de lo expresado, Compañía General de Electricidad S.A. quedó como única obligada al pago de los referidos bonos.

El origen de la mencionada solidaridad consta en los Contratos de Emisión de Bonos, suscritos por escrituras públicas de fecha 5 de septiembre de 2008, otorgados en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, repertorio N°7.117-08 tratándose de los bonos series I y J y repertorio N°7.116-08 tratándose de los bonos serie K. En ellos se contienen los efectos de una división societaria, conforme los cuales CGE Gas Natural S.A. (creada a partir de la división de Compañía General de Electricidad S.A. aprobada en Junta Extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 14 de octubre de 2016), asumió solidariamente todas las obligaciones que emanaban para Compañía General de Electricidad S.A. en

los referidos contratos. Copulativamente con la renuncia a solidaridad se acordó modificar la cláusula Octava de los contratos de emisión de dichas series, sobre “Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones”, número Nueve, sobre “Razón de Endeudamiento Financiero”, del Contrato de Emisión, disminuyendo el guarismo desde 1,5 veces a 1,25 veces.

Con fecha 21 de diciembre de 2021, los tenedores de bonos de las Series I y J, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542 y los tenedores de bonos de la Serie K, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°541, acordaron, en las Juntas de Tenedores de Bonos celebradas al efecto, aprobar las modificaciones a los contratos de emisión de línea de bonos correspondientes a la Línea 541 y 542, sustituyendo íntegramente el numeral Dos de la Cláusula Octava de los mismos “Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones” por una cláusula equivalente, pero que no obliga a utilizar la política contable de revalorización periódica de las propiedades, plantas y equipos.

21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	208.060.047	222.380.339	1.010.108.596	446.776.486
Retenciones.	3.623.021	6.742.699		
Dividendos por pagar.	1.918.461	1.818.332		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	5.490.278	4.944.685		
Proveedores no energéticos.	42.198.603	47.970.700		
Acreedores varios.	12.862.990	35.074.795		
Otros.	78.275	146.640	200.053	200.053
Total	**274.231.675**	**319.078.190**	**1.010.308.649**	**446.976.539**

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Engie Energía Chile S.A., Colbún S.A., Cerro Dominador CSP S.A.y AES Andes 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 Bureau Veritas Chile S.A., Ingeniería y Servicios Eisesa Ltda., Cobre Cerrillos S.A., Sociedad de Tercerización de Servicios Provider Latin América SpA, , Rhona S.A. y Cam Chile S.A.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Vacaciones del personal.	4.976.883	4.461.174		
Bonificaciones de feriados	212.993	212.144		
Participación sobre resultados.	300.402	271.367		
Total	**5.490.278**	**4.944.685**	**0**	**0**

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 y Servicios	Otros	Total
	31-12-2022 M$	31-12-2022 M$	31-12-2022 M$
Hasta 30 días	250.391.909	19.153.489	**269.545.398**
Entre 31 y 60 días		4.685.314	**4.685.314**
Entre 61 y 90 días		130	**130**
Entre 91 y 120 días		130	**130**
Entre 121 y 365 días		703	**703**
Más de 365 días	2.595.547	1.007.713.102	**1.010.308.649**
Total	**252.987.456**	**1.031.552.868**	**1.284.540.324**

Al 31 de diciembre de 2022 no existen cuentas por pagar comerciales con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes y Servicios 31-12-2021 M$	Otros 31-12-2021 M$	Total 31-12-2021 M$
Hasta 30 días	270.470.989	18.952.087	**289.423.076**
Entre 31 y 60 días		29.531.336	**29.531.336**
Entre 61 y 90 días		226	**226**
Entre 91 y 120 días		197	**197**
Entre 121 y 365 días		118.705	**118.705**
Más de 365 días	1.244.583	445.731.956	**446.976.539**
Total	**271.715.572**	**494.334.507**	**766.050.079**

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes y Servicios 31-12-2021 M$	Otros 31-12-2021 M$	Total 31-12-2021 M$
Hasta 30 días		4.650	**4.650**
Entre 31 y 60 días			**0**
Entre 61 y 90 días			**0**
Entre 91 y 120 días			**0**
Entre 121 y 365 días			**0**
Más de 365 días			**0**
Total	**0**	**4.650**	**4.650**

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Provisión de reclamaciones legales.	20.110.269	18.380.364		
Participación en utilidades y bonos.	4.365.481	3.064.985		
Otras provisiones.		7.422.608		
Total	**24.475.750**	**28.867.957**	**0**	**0**

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 2022.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales M$	Por part. en utilidades y bonos M$	Otras provisiones M$	Total al 31-12-2022 M$
Saldo al 1 de enero de 2022	**18.380.364**	**3.064.985**	**7.422.608**	**28.867.957**
Provisiones adicionales.	6.109.864			**6.109.864**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	141.366	5.624.254	(2.533)	**5.763.087**
Provisión utilizada.	(3.693.260)	(4.323.758)		**(8.017.018)**
Reversión de provisión no utilizada.	(526.307)		(7.420.075)	**(7.946.382)**
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(301.758)			**(301.758)**
Total cambio en provisiones	**1.729.905**	**1.300.496**	**(7.422.608)**	**(4.392.207)**
Saldo al 31 de diciembre de 2022	**20.110.269**	**4.365.481**	**0**	**24.475.750**

Saldos al 31 de diciembre de 2021.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales M$	Por part. en utilidades y bonos M$	Otras provisiones M$	Total al 31-12-2021 M$
Saldo al 1 de enero de 2021	**16.521.050**	**5.121.068**	**7.757.979**	**29.400.097**
Provisiones adicionales.	7.754.008	20.390		**7.774.398**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(256.708)	4.263.282	(335.371)	**3.671.203**
Disminución por División social.		(20.390)		**(20.390)**
Provisión utilizada.	(4.856.008)	(6.319.365)		**(11.175.373)**
Reversión de provisión no utilizada.	(1.286.321)			**(1.286.321)**
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	504.343			**504.343**
Total cambio en provisiones	**1.859.314**	**(2.056.083)**	**(335.371)**	**(532.140)**
Saldo al 31 de diciembre de 2021	**18.380.364**	**3.064.985**	**7.422.608**	**28.867.957**

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Provisión indemnización años de servicio.			8.997.672	8.242.062
Provisión premio de antigüedad.			494.316	346.839
Provisión beneficios post-jubilatorios.			15.493.516	12.861.320
Total	**0**	**0**	**24.985.504**	**21.450.221**

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	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Valor presente obligación, saldo inicial	**8.242.062**	**13.263.669**	**346.839**	**666.787**	**12.861.320**	**16.451.912**
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	487.840	669.377	21.989	42.760	24.476	47.854
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	934.788	539.198	45.250	27.335	1.373.485	658.225
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	435.229	(2.427.297)	95.542	(148.006)	2.557.083	(2.421.700)
Disminución por división social.		(1.010.947)		(71.661)		
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.102.247)	(2.791.938)	(15.304)	(170.376)	(1.322.848)	(1.874.971)
Total cambios en provisiones	**755.610**	**(5.021.607)**	**147.477**	**(319.948)**	**2.632.196**	**(3.590.592)**
Total	**8.997.672**	**8.242.062**	**494.316**	**346.839**	**15.493.516**	**12.861.320**

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	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	8.997.672	8.242.062	494.316	346.839	15.493.516	12.861.320
Total	**8.997.672**	**8.242.062**	**494.316**	**346.839**	**15.493.516**	**12.861.320**

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		Línea del estado de resultados
	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	487.840	669.377	21.989	42.760	24.476	47.854	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	934.788	539.198	45.250	27.335	1.373.485	658.225	Costos Financieros.
Total	**1.422.628**	**1.208.575**	**67.239**	**70.095**	**1.397.961**	**706.079**	

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.	1,70%
Aumento futuros de salarios.	3,30%
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 2022, 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 2022, 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	2.412.146	(2.060.239)

23.6.- Flujo y plazo de los compromisos.

El flujo previsto de prestaciones para los próximos años es como sigue:

Promedio ponderado de las obligaciones	Indemnización por años de servicios	Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	Total
	31-12-2022 M$	31-12-2022 M$	31-12-2022 M$	31-12-2022 M$
Años				
1 Año	542.454	49.591	1.411.904	2.003.949
2 Años	570.202	26.889	1.329.357	1.926.448
3 Años	710.226	36.620	1.253.760	2.000.606
4 años	390.653	45.364	1.174.476	1.610.493
5 Años	642.020	48.543	1.112.837	1.803.400
6 a 10 Años	2.203.135	141.449	4.572.246	6.916.830
Más de 10 Años	3.938.982	145.860	4.638.936	8.723.778
Total	**8.997.672**	**494.316**	**15.493.516**	**24.985.504**

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Ingresos diferidos. (*)	33.541.912	22.253.239		
Aportes reembolsables.	677.928	679.777		
Garantias recibidas en efectivo.	3.254.005	2.825.213		
Total	**37.473.845**	**25.758.229**	**0**	**0**

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	33.541.912	22.253.239		
Total	**33.541.912**	**22.253.239**	**0**	**0**

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
Saldo inicial ingresos diferidos	**22.253.239**	**16.337.659**
Adiciones.	26.394.438	34.694.719
Imputación a resultados.	(15.105.765)	(28.779.139)
Total	**33.541.912**	**22.253.239**

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-12-2022			31-12-2021		
	Bruto M$	Interés M$	Valor presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor presente M$
Hasta 90 días	1.360.387	(139.043)	1.221.344	1.250.086	(92.441)	1.157.645
Más de 90 días hasta 1 año	3.543.650	(332.980)	3.210.670	3.112.150	(204.835)	2.907.315
Más de 1 año hasta 2 años	3.095.885	(255.093)	2.840.792	2.072.544	(177.755)	1.894.789
Más de 2 años hasta 3 años	2.531.835	(147.335)	2.384.500	1.642.975	(100.801)	1.542.174
Más de 3 años hasta 4 años	813.337	(53.690)	759.647	1.436.888	(47.359)	1.389.529
Más de 4 años hasta 5 años	279.150	(19.700)	259.450	299.864	(5.365)	294.499
Más de 5 años.	486.317	(27.976)	458.341			0
Total	**12.110.561**	**(975.817)**	**11.134.744**	**9.814.507**	**(628.556)**	**9.185.951**

Los gastos financieros por intereses devengados producto de estas obligaciones se revelan en item detallado en nota 29.

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 31 de diciembre de 2022 y 2021 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interés
Terreno bajo arrendamientos.	8,54%
Edificio en arrendamiento.	8,54%
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	9,59%
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	9,59%
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	11,33%

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	31-12-2022			31-12-2021		
	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.	47.446	(28.833)	18.613	47.077	(17.975)	29.102
Edificio en arrendamiento.	6.680.835	(2.869.637)	3.811.198	7.853.148	(5.243.631)	2.609.517
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	239.696	(82.644)	157.052			0
Instalaciones fijas y accesorios bajo arrendamiento.	3.748.375	(1.214.987)	2.533.388	3.589.917	(85.886)	3.504.031
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	5.299.559	(1.877.171)	3.422.388	3.771.576	(1.542.901)	2.228.675
Total	**16.015.911**	**(6.073.272)**	**9.942.639**	**15.261.718**	**(6.890.393)**	**8.371.325**

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2022 alcanzó a M$ 6.073.272 (M$6.890.393 al 31 de diciembre de 2021).

Los principales bienes arrendados corresponden a edificio corporativo en la comuna de Las Condes, bodegas de materiales de la Comuna de San Bernardo, Vehículos cuya flota asciende a 350 camionetas utilizadas en la operación de la Sociedad.

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Movimiento año 2022	Terrenos M$	Edificios M$	Equipamiento de tecnologías de la información M$	Instalaciones fijas y accesorios M$	Vehículos M$	Total M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2022	**29.102**	**2.609.517**	**0**	**3.504.031**	**2.228.675**	**8.371.325**
Adiciones.	5.941	4.210.337	239.696	158.458	2.569.139	7.183.571
Retiros.		(417.904)			(28.763)	(446.667)
Gasto por depreciación.	(16.430)	(2.590.752)	(82.644)	(1.129.101)	(1.346.663)	(5.165.590)
Desapropiación de subsidiaria.						0
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	**18.613**	**3.811.198**	**157.052**	**2.533.388**	**3.422.388**	**9.942.639**

Movimiento año 2021	Terrenos M$	Edificios M$	Equipamiento de tecnologías de la información M$	Instalaciones fijas y accesorios M$	Vehículos M$	Total M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021	**11.548**	**3.889.641**	**98.295**		**3.403.141**	**7.402.625**
Adiciones.	33.140	1.285.108		3.734.412	30.844	5.083.504
Retiros.		(16.072)				(16.072)
Gasto por depreciación.	(15.586)	(2.549.160)	(98.295)	(230.381)	(1.205.310)	(4.098.732)
Desapropiación de subsidiaria.						0
Saldo final al 31 de diciembre de 2021	**29.102**	**2.609.517**	**0**	**3.504.031**	**2.228.675**	**8.371.325**

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 2022 y 2021 asciende a M$ 1.232.423.425.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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.

26.4.- Dividendos.

En Sesión de Directorio de la Sociedad, celebrada el 8 de enero de 2021, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 10 de $ 7,64593482 por acción con cargo a las utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 29 de enero de 2021, por un total de M$ 15.444.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 31 de marzo de 2021, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 11 de $ 9,20 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, el cual se pagó con fecha 12 de abril de 2021, por un total de M$ 18.583.051.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 21 de abril de 2022, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 12 de $ 0,791 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2021, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2022, por un total de M$ 1.597.738.

26.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

26.5.1.- 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.

26.5.2- 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 se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2022 ascienden a M$ (2.215.047). (M$ (46.268) al 31 de diciembre de 2021), ambos netos de impuestos diferidos.

26.5.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluyen otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

26.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País 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
			31-12-2022	31-12-2021	31-12-2022		31-12-2021	
			%	%	M$	M$	M$	M$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	35.529.962	3.203.809	35.597.823	3.314.653
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	0,00000%	0,00000%				30.896
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	53.419	(60.840)	114.259	(9.048)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	24.316	4.206	24.395	4.317
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,00000%	0,00000%				(611)
Total					**35.607.697**	**3.147.175**	**35.736.477**	**3.340.207**

26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Estas transacciones, de existir, 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 "Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.".

26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2022.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2022	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			**38.433.181**			**3.147.175**			**41.580.356**
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(8.970.922)	2.422.149	(6.548.773)			0	(8.970.922)	2.422.149	(6.548.773)
Total movimientos del período o ejercicio	**(8.970.922)**	**2.422.149**	**(6.548.773)**	**0**	**0**	**0**	**(8.970.922)**	**2.422.149**	**(6.548.773)**
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(2.970.930)	802.151	(2.168.779)	(116.924)	31.570	(85.354)	(3.087.854)	833.721	(2.254.133)
Total movimientos del período o ejercicio	**(2.970.930)**	**802.151**	**(2.168.779)**	**(116.924)**	**31.570**	**(85.354)**	**(3.087.854)**	**833.721**	**(2.254.133)**
Total movimientos del período o ejercicio	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total resultado integral			**29.715.629**			**3.061.821**			**32.777.450**

Movimientos al 31 de diciembre de 2021.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2021	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			**5.325.189**			**3.340.207**			**8.665.396**
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	7.452.768	(2.012.247)	5.440.521			0	7.452.768	(2.012.247)	5.440.521
Total movimientos del período o ejercicio	**7.452.768**	**(2.012.247)**	**5.440.521**	**0**	**0**	**0**	**7.452.768**	**(2.012.247)**	**5.440.521**
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	4.902.418	(1.323.653)	3.578.765	(1.388.464)	374.885	(1.013.579)	3.513.954	(948.768)	2.565.186
Total movimientos del período o ejercicio	**4.902.418**	**(1.323.653)**	**3.578.765**	**(1.388.464)**	**374.885**	**(1.013.579)**	**3.513.954**	**(948.768)**	**2.565.186**
Total movimientos del período o ejercicio	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total resultado integral			**14.344.475**			**2.326.628**			**16.671.103**

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ventas	**2.129.065.534**	**1.521.433.867**
Venta de energía, peajes y transmisión.	2.128.297.644	1.512.610.192
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	767.890	8.823.675
Prestaciones de servicios	**71.087.660**	**66.128.479**
Servicios y recargos regulados.	40.187.010	19.295.762
Arriendo de equipos de medida.	5.051.310	4.747.713
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	40.582	561.254
Apoyos en postación.	3.072.013	2.434.931
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	11.797.575	24.460.138
Servicios de televisión por cable	4.166.258	4.481.032
Otras prestaciones	6.772.912	10.147.649
Total	**2.200.153.194**	**1.587.562.346**

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 2022 y 2021.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Arriendo de oficinas a terceros.	1.233.176	1.168.956
Otros ingresos de operación.	7.771.345	2.339.258
Total	**9.004.521**	**3.508.214**

En el ítem otros ingresos de operación se registran arriendos de propiedades y servicios prestados a empresas relacionadas fuera del perímetro de CGE e indemnizaciones por daños a la red.

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Costo de venta.	2.044.967.926	1.419.845.320
Costo de administración.	97.961.118	105.338.537
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(4.553.637)	12.786.215
Otras ganancias (pérdidas).	(13.467.819)	723.066
Total	**2.124.907.588**	**1.538.693.138**

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Compra de energía.	1.871.484.051	1.212.253.991
Compra de gas.	18.348.912	14.083.160
Gastos de personal.	26.661.101	45.149.217
Gastos de operación y mantenimiento.	99.264.395	102.101.334
Gastos de administración.	70.161.941	70.990.406
Provisión de incobrables	(4.553.637)	12.786.215
Depreciación.	47.294.784	68.334.833
Amortización.	9.713.860	7.565.276
Otros gastos varios de operación.		4.705.640
Total	**2.138.375.407**	**1.537.970.072**

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Sueldos y salarios.	23.186.016	40.073.418
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.442.951	3.300.252
Beneficios por terminación.	1.032.134	1.697.304
Otros gastos de personal.		78.243
Total	**26.661.101**	**45.149.217**

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	43.367.512	65.157.099
Gasto de administración.	3.927.272	3.177.734
Otras ganancias (pérdidas).	7.228.777	5.462.525
Total depreciación	**54.523.561**	**73.797.358**
Amortización		
Costo de ventas.	5.213	4.266
Gasto de administración.	9.708.647	7.561.010
Total amortización	**9.713.860**	**7.565.276**
Total	**64.237.421**	**81.362.634**

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Castigos o retiros de propiedades, planta y equipos.	(7.228.777)	(5.462.525)
Venta de chatarra.	821.648	325.094
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.141.336	2.839.625
Venta acciones. (*)	7.420.074	
Juicios o arbitrajes.	(6.709.135)	(9.091.740)
Remuneraciones del directorio.	(116.850)	(130.330)
Indemnizaciones percibidas	140.916	460.919
Otras (pérdidas) ganancias.	1.857.984	(4.818.168)
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	962.035	3.705.192
Aportes de terceros para financiar obras propias	15.178.588	11.448.867
Total	**13.467.819**	**(723.066)**

(*) En el ítem Venta de acciones, se registra el reconocimiento del ingreso derivado de la reversión de la provisión de eventuales indemnidades establecidas en el contrato de venta de acciones 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. Dicha reversión se realiza debido a que han concluido los plazos de garantía o indemnidad establecidos en el contrato suscrito con fecha 1 de octubre de 2019.

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 2022 y 2021 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.308.525	432.515
Ingresos por otros activos financieros.	24.075.984	16.446.036
Otros ingresos financieros.	632.784	235.126
Total ingresos financieros	**26.017.293**	**17.113.677**
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(1.957.734)	(11.147.664)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(27.961.001)	(25.060.384)
Gastos financieros activados.		151.002
Gastos por arrendamientos financieros.	(438.181)	(326.110)
Gastos por valoración derivados financieros.	(23.010.687)	(24.343.323)
Otros gastos. (*)	(14.912.505)	(1.253.129)
Total costos financieros	**(68.280.108)**	**(61.979.608)**
Total diferencias de cambio (Nota 29.1)	**(219.822)**	**(3.163.451)**
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	**(41.390.847)**	**(18.504.048)**
Total	**(83.873.484)**	**(66.533.430)**

(*) El ítem otros gastos de los costos financieros al 31 de diciembre de 2022 está compuesto por intereses de cuenta corriente mercantil por M$3.673.776 y por costos de intereses de beneficios al personal por M$2.353.523, por costos financieros por descuento de cuentas por cobrar de largo plazo por M$ 7.004.854, intereses de reliquidación por M$ 1.357.850, por intereses de préstamos de relacionadas por M$ 201.919 y por otros gastos bancarios por M$320.583. Al 31 de diciembre de 2021 dicho ítem se descompone por intereses de cuenta corriente mercantil por M$176.986 y por costos de intereses de beneficios al personal por M$1.224.758, intereses de reliquidación por M$ (460.207), y por otros gastos bancarios por M$311.592.

29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	902.510	330.328
Otros activos financieros.		23
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	19.560.170	60.080.686
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		(13.136)
Total diferencias de cambio por activos	**20.462.680**	**60.397.901**
Diferencias de cambio por pasivos		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(20.691.577)	(63.028.505)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.		8.036
Otras provisiones.	9.075	(540.883)
Total diferencias de cambio por pasivos	**(20.682.502)**	**(63.561.352)**
Total diferencia de cambios neta	**(219.822)**	**(3.163.451)**

Los efectos en resultados de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 de los ítems Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se deben principalmente a la diferencia de cambio experimentada en ambos, debido a mecanismo transitorio de estabilización de precios de la Ley N°21.185 expuesto en nota 4.4.

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos financieros.	53.060.941	26.832.260
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	925.257	294.055
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	876	
Activos por impuestos.	1.172.493	1.107.256
Total unidades de reajuste por activos	**55.159.567**	**28.233.571**
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(95.707.210)	(46.046.362)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(209.180)	(247.419)
Pasivos por arrendamientos.	(634.024)	(443.838)
Total unidades de reajuste por pasivos	**(96.550.414)**	**(46.737.619)**
Total unidades de reajuste neto	**(41.390.847)**	**(18.504.048)**

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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 2022 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M$ 41.203.713 y al 31 de diciembre de 2021 un abono por M$ 22.821.404.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(1.473.086)	(1.968.441)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	59.357	(356.532)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	**(1.413.729)**	**(2.324.973)**
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	42.617.442	25.146.377
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	**42.617.442**	**25.146.377**
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	**41.203.713**	**22.821.404**

30.2.- 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 2022 y 2021.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2022 31-12-2022 %	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2021 31-12-2021 %
Ganancia contable	**376.643**		**(14.156.008)**	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(101.694)**	**27,0%**	**3.822.122**	**27,0%**
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(27.562.012)	7317,8%	(7.391.947)	-52,2%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	69.089.169	-18343,4%	26.706.125	188,7%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(221.750)	58,9%	(314.896)	-2,2%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**41.305.407**	**-10966,7%**	**18.999.282**	**134,2%**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**41.203.713**	**-10939,7%**	**22.821.404**	**161,2%**

30.3.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2022 31-12-2022			01-01-2021 31-12-2021		
	Importe antes de impuestos M$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de impuestos M$	Importe antes de impuestos M$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de impuestos M$
Cobertura de flujo de efectivo.	(8.970.922)	2.422.149	(6.548.773)	7.452.768	(2.012.247)	5.440.521
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(3.087.854)	833.721	(2.254.133)	3.513.954	(948.768)	2.565.186
Total		**3.255.870**			**(2.961.015)**	

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.

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	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	**38.433.181**	**5.325.189**
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas. ($)	19,03	2,64
Cantidad de acciones	**2.019.896.893**	**2.019.896.893**

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACIÓN 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 Chile y servicios). Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no existen valores de activos y pasivos en el segmento Servicios, debido al proceso de división social materializado en 2021.

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 (Donde Ebitda se determina como (+) Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales (+) Depreciación y retiros (+) Amortización).

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, es la siguiente:

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	32.826.815	223.143.677			**32.826.815**	**223.143.677**
Otros activos financieros.	53.566.429				**53.566.429**	**0**
Otros activos no financieros.	3.024.181	8.878.848			**3.024.181**	**8.878.848**
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	450.662.188	379.440.494			**450.662.188**	**379.440.494**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	11.964.612	19.007.658	(6.459.762)	(6.784.002)	**5.504.850**	**12.223.656**
Inventarios.	3.357.705	2.598.652			**3.357.705**	**2.598.652**
Activos por impuestos.	1.386.255	4.531.549			**1.386.255**	**4.531.549**
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.	**556.788.185**	**637.600.878**	**(6.459.762)**	**(6.784.002)**	**550.328.423**	**630.816.876**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		56.505			**0**	**56.505**
Total activos corrientes	**556.788.185**	**637.657.383**	**(6.459.762)**	**(6.784.002)**	**550.328.423**	**630.873.381**
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros.	15.913.980	62.713.370			**15.913.980**	**62.713.370**
Otros activos no financieros.	8.280	8.280			**8.280**	**8.280**
Cuentas por cobrar.	1.056.801.236	437.987.023			**1.056.801.236**	**437.987.023**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	53.887.368	53.961.981	(53.887.368)	(53.961.981)	**0**	**0**
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	624.456.554	626.167.449			**624.456.554**	**626.167.449**
Plusvalía.	161.446.233	161.446.233			**161.446.233**	**161.446.233**
Propiedades, planta y equipo.	1.296.488.784	1.158.550.462			**1.296.488.784**	**1.158.550.462**
Propiedad de inversión.	7.675.048	8.155.009			**7.675.048**	**8.155.009**
Activos por derecho de uso	9.942.639	8.371.325			**9.942.639**	**8.371.325**
Activos por impuestos diferidos.	44.259.556	307.555			**44.259.556**	**307.555**
Total activos no corrientes	**3.270.879.678**	**2.517.668.687**	**(53.887.368)**	**(53.961.981)**	**3.216.992.310**	**2.463.706.706**
TOTAL ACTIVOS	**3.827.667.863**	**3.155.326.070**	**(60.347.130)**	**(60.745.983)**	**3.767.320.733**	**3.094.580.087**

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$	31-12-2022 M$	31-12-2021 M$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	49.731.934	22.461.289			**49.731.934**	**22.461.289**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	274.231.676	319.078.190	(1)		**274.231.675**	**319.078.190**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	65.204.742	64.667.278	(6.459.761)	(6.784.002)	**58.744.981**	**57.883.276**
Otras provisiones.	24.475.750	28.867.957			**24.475.750**	**28.867.957**
Otros pasivos no financieros.	37.473.845	25.758.229			**37.473.845**	**25.758.229**
Pasivos por arrendamientos.	4.432.014	4.064.960			**4.432.014**	**4.064.960**
Total pasivos corrientes	**455.549.961**	**464.897.903**	**(6.459.762)**	**(6.784.002)**	**449.090.199**	**458.113.901**
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros.	828.164.898	730.985.091			**828.164.898**	**730.985.091**
Cuentas por pagar.	1.010.308.649	446.976.539			**1.010.308.649**	**446.976.539**
Otras provisiones.	244		(244)		**0**	**0**
Pasivo por impuestos diferidos.	20.564.669	22.485.973			**20.564.669**	**22.485.973**
Provisiones por beneficios a los empleados.	24.985.504	21.450.221			**24.985.504**	**21.450.221**
Pasivos por arrendamientos.	6.702.730	5.120.991			**6.702.730**	**5.120.991**
Total pasivos no corrientes	**1.890.726.694**	**1.227.018.815**	**(244)**	**0**	**1.890.726.450**	**1.227.018.815**
TOTAL PASIVOS	**2.346.276.655**	**1.691.916.718**	**(6.460.006)**	**(6.784.002)**	**2.339.816.649**	**1.685.132.716**
PATRIMONIO						
Capital emitido.	1.243.999.926	1.243.999.926	(11.576.501)	(11.576.501)	**1.232.423.425**	**1.232.423.425**
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	297.854.837	270.921.322	(33.001.343)	(32.970.873)	**264.853.494**	**237.950.449**
Otras reservas.	(96.090.593)	(87.268.119)	(9.289.939)	(9.394.861)	**(105.380.532)**	**(96.662.980)**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	**1.445.764.170**	**1.427.653.129**	**(53.867.783)**	**(53.942.235)**	**1.391.896.387**	**1.373.710.894**
Participaciones no controladoras.	35.627.038	35.756.223	(19.341)	(19.746)	**35.607.697**	**35.736.477**
Total patrimonio	**1.481.391.208**	**1.463.409.352**	**(53.887.124)**	**(53.961.981)**	**1.427.504.084**	**1.409.447.371**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**3.827.667.863**	**3.155.326.070**	**(60.347.130)**	**(60.745.983)**	**3.767.320.733**	**3.094.580.087**

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	2.200.153.194	1.580.146.570		8.474.871		(1.059.095)	2.200.153.194	1.587.562.346
Costo de ventas	(2.044.967.926)	(1.414.024.194)		(6.882.302)		1.061.176	(2.044.967.926)	(1.419.845.320)
Ganancia bruta	**155.185.268**	**166.122.376**	**0**	**1.592.569**	**0**	**2.081**	**155.185.268**	**167.717.026**
Otros ingresos, por función.	10.127.479	3.640.579			(1.122.958)	(132.365)	9.004.521	3.508.214
Gasto de administración.	(99.084.076)	(103.836.227)		(1.632.594)	1.122.958	130.284	(97.961.118)	(105.338.537)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	4.553.637	(12.786.022)		(193)			4.553.637	(12.786.215)
Otras ganancias (pérdidas).	13.467.819	(720.144)		(2.922)			13.467.819	(723.066)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	**84.250.127**	**52.420.562**	**0**	**(43.140)**	**0**	**0**	**84.250.127**	**52.377.422**
Ingresos financieros.	26.587.502	17.186.440		3.873	(570.209)	(76.636)	26.017.293	17.113.677
Costos financieros.	(68.850.317)	(61.978.485)		(77.759)	570.209	76.636	(68.280.108)	(61.979.608)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	4.002.547	3.767.919			(4.002.547)	(3.767.919)	0	0
Diferencias de cambio.	(219.822)	(3.137.761)		(25.690)			(219.822)	(3.163.451)
Resultados por unidades de reajuste.	(41.390.847)	(18.506.292)		2.244			(41.390.847)	(18.504.048)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**4.379.190**	**(10.247.617)**	**0**	**(140.472)**	**(4.002.547)**	**(3.767.919)**	**376.643**	**(14.156.008)**
Gasto por impuestos a las ganancias.	41.203.713	22.715.732		105.672			41.203.713	22.821.404
Ganancia (pérdida)	**45.582.903**	**12.468.115**	**0**	**(34.800)**	**(4.002.547)**	**(3.767.919)**	**41.580.356**	**8.665.396**
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	42.432.028	9.153.928		(65.696)	(3.998.847)	(3.763.043)	38.433.181	5.325.189
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	3.150.875	3.314.187		30.896	(3.700)	(4.876)	3.147.175	3.340.207
Ganancia (pérdida)	**45.582.903**	**12.468.115**	**0**	**(34.800)**	**(4.002.547)**	**(3.767.919)**	**41.580.356**	**8.665.396**
Depreciación y retiros	54.523.561	73.587.659		209.699			54.523.561	73.797.358
Amortización	9.713.860	7.565.276					9.713.860	7.565.276
EBITDA	**148.487.548**	**133.573.497**	**0**	**166.559**	**0**	**0**	**148.487.548**	**133.740.056**

32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$	01-01-2022 31-12-2022 M$	01-01-2021 31-12-2021 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	31.414.362	190.510.747		(3.078.170)	(2.201.732)	30.493.273	**29.212.630**	**217.925.850**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(228.786.995)	(205.244.374)		(154.839)	(122.376)	5.075.775	**(228.909.371)**	**(200.323.438)**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	6.143.566	(87.115.615)		2.560.766	2.324.108	(35.569.048)	**8.467.674**	**(120.123.897)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	**(191.229.067)**	**(101.849.242)**	**0**	**(672.243)**	**0**	**0**	**(191.229.067)**	**(102.521.485)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	912.205	(10.739)		80.303			**912.205**	**69.564**
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**(190.316.862)**	**(101.859.981)**	**0**	**(591.940)**	**0**	**0**	**(190.316.862)**	**(102.451.921)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	223.143.677	325.003.658		591.940			**223.143.677**	**325.595.598**
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	**32.826.815**	**223.143.677**	**0**	**0**	**0**	**0**	**32.826.815**	**223.143.677**

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes				Total activos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	31-12-2022
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Activos corrientes	US $	63.963	63.963		63.963				0	63.963
Activos corrientes	EUR $	5.224	5.224		5.224				0	5.224
Activos no corrientes	US $	970.517.391			0		970.517.391		970.517.391	970.517.391
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**970.586.578**	**69.187**	**0**	**69.187**	**0**	**970.517.391**	**0**	**970.517.391**	**970.586.578**
Pasivos corrientes	US $	2.445.730		2.445.730	2.445.730				0	2.445.730
Pasivos no corrientes	US $	1.010.108.596			0		1.010.108.596		1.010.108.596	1.010.108.596
Total pasivos en moneda extranjera	**M/e**	**1.012.554.326**	**0**	**2.445.730**	**2.445.730**	**0**	**1.010.108.596**	**0**	**1.010.108.596**	**1.012.554.326**

Saldos al 31 de diciembre de 2021.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes				Total activos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	31-12-2021
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Activos corrientes	US $	25.689.287	25.689.287		25.689.287				0	25.689.287
Activos corrientes	AR $	1.511	1.511		1.511				0	1.511
Activos corrientes	EUR $	2.075	2.075		2.075				0	2.075
Activos no corrientes	US $	413.649.677			0		413.649.677		413.649.677	413.649.677
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**439.342.550**	**25.692.873**	**0**	**25.692.873**	**0**	**413.649.677**	**0**	**413.649.677**	**439.342.550**
Pasivos corrientes	US $	28.943.498	28.943.498		28.943.498				0	28.943.498
Pasivos no corrientes	US $	446.776.486			0		446.776.486		446.776.486	446.776.486
Total pasivos en moneda extranjera	**M/e**	**475.719.984**	**28.943.498**	**0**	**28.943.498**	**0**	**446.776.486**	**0**	**446.776.486**	**475.719.984**

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes				Total activos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	31-12-2022
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US $	63.963	63.963		**63.963**				**0**	**63.963**
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR $	5.224	5.224		**5.224**				**0**	**5.224**
Cuentas por cobrar.	US $	970.517.391			**0**		970.517.391		**970.517.391**	**970.517.391**
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**970.586.578**	**69.187**	**0**	**69.187**	**0**	**970.517.391**	**0**	**970.517.391**	**970.586.578**

Saldos al 31 de diciembre de 2021.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes				Total activos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	31-12-2021
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US $	25.689.287	25.689.287		**25.689.287**				**0**	**25.689.287**
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR $	1.511	1.511		**1.511**				**0**	**1.511**
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR $	2.075	2.075		**2.075**				**0**	**2.075**
Cuentas por cobrar.	US $	413.649.677			**0**		413.649.677		**413.649.677**	**413.649.677**
Total activos en moneda extranjera	**M/e**	**439.342.550**	**25.692.873**	**0**	**25.692.873**	**0**	**413.649.677**	**0**	**413.649.677**	**439.342.550**

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2022.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes				Total pasivos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	31-12-2022
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Otras provisiones a corto plazo.	US $	2.445.730		2.445.730	**2.445.730**				**0**	**2.445.730**
Otras cuentas por pagar	US $	1.010.108.596			**0**		1.010.108.596		**1.010.108.596**	**1.010.108.596**
Total pasivos en moneda extranjera		**1.012.554.326**	**0**	**2.445.730**	**2.445.730**	**0**	**1.010.108.596**	**0**	**1.010.108.596**	**1.012.554.326**

Saldos al 31 de diciembre de 2021.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante	Corrientes			No corrientes				Total pasivos
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	31-12-2021
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US $	24.496.010	24.496.010		**24.496.010**				**0**	**24.496.010**
Otras provisiones a corto plazo.	US $	4.447.488	4.447.488		**4.447.488**				**0**	**4.447.488**
Otras cuentas por pagar	US $	446.776.486			**0**		446.776.486		**446.776.486**	**446.776.486**
Total pasivos en moneda extranjera		**475.719.984**	**28.943.498**	**0**	**28.943.498**	**0**	**446.776.486**	**0**	**446.776.486**	**475.719.984**

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

34.1.1.-	Nombre del Juicio:	"Agrícola Arellano con CGED y Transnet"
	Fecha:	3 de diciembre de 2015.
	Tribunal:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	30.615-2015.
	Materia:	Resolución de contrato.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.2.-	Nombre del Juicio:	"Albornoz y otros con CGED"
	Fecha:	29 de octubre 2016.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol Nº:	1.954-2019.
	Materia:	Demanda indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 400.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.3.-	Nombre del Juicio:	"Benítez con CGED."
	Fecha:	1 de agosto de 2017.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Temuco
	Rol Nº:	1.020-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 251.000.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.4.-	Nombre del Juicio:	"Sernac con CGED."
	Fecha:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	18.943-2017.
	Materia:	Demanda Colectiva por efectos de los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Con fecha 25 de julio de 2022, la Corte Suprema rechazó el recurso de casación interpuesto, confirmando la sentencia condenatoria de primera instancia. La sentencia se encuentra en etapa de cumplimiento.
34.1.5.-	Nombre del Juicio:	"Agrícola El Carrizal con CGED y otros".
	Fecha:	20 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Santa Cruz.
	Rol Nº:	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 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, los que fueron rechazados. Con

		fecha 11 de febrero de 2021, se presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente.
34.1.6.-	Nombre del Juicio:	"Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Limitada con CGED"
	Fecha:	4 de diciembre de 2017.
	Tribunal:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	22.726-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.
	Cuantía:	M$ 150.000.
	Estado:	Con fecha 25 de febrero de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 29 de agosto de 2022 la Corte de Apelaciones confirmó el fallo de primera instancia (Rol 10374— 2019). Con fecha 15 de septiembre el demandante presenta recurso de casación el cual se encuentra pendiente de resolver por la Corte Suprema (Rol 115103 - 2022).
34.1.7.-	Nombre del Juicio:	"Bancalari con CGE S.A."
	Fecha:	18 de diciembre de 2017.
	Tribunal:	12° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	32.645-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
	Cuantía:	M$ 307.000.
	Estado:	Con fecha 26 de octubre de 2020, se acogió la demanda por M$101.859. Con fecha 9 de febrero de 2022 la Corte de Apelaciones confirmó el fallo de primera instancia. Se presentó recurso de casación el cual se encuentra pendiente.
34.1.8.-	Nombre del Juicio:	"Canteras Lonco con CGE S.A."
	Fecha:	28 de diciembre de 2017.
	Tribunal:	12° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	35.369-2017
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
	Cuantía:	M$ 180.000.
	Estado:	Con fecha 25 de agosto de 2020, se acogio la demanda por M$ 119.738. Con fecha 31 de diciembre 2020, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentre pendiente.
34.1.9.-	Nombre del Juicio:	"Roberto Tamm y Compañía con CGED"
	Fecha:	28 de marzo de 2018.
	Tribunal:	2°Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol Nº:	2.525-2018
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes. La causa se encuentra archivada.

34.1.10.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con CONAFE”
	Fecha:	3 de agosto de 2018.
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Valparaíso.
	Rol Nº:	1.200-2018.
	Materia:	Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
	Cuantía:	M$ 449.184.
	Estado:	Con fecha 5 de diciembre de 2019, se dictó sentencia de primera instancia que acogió la demanda. Con fecha 14 de diciembre de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que fue acogido, rechazando la demanda. Con fecha 6 de septiembre de 2022 fue acogido el recurso de casación en el fondo interpuesto por el Fisco, confirmando la sentencia de primera instancia. Pendiente cumplimiento incidental.
34.1.11.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Esmeralda con CGE”
	Fecha:	29 de agosto de 2018.
	Tribunal:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	23.147-2018.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de Melipilla.
	Cuantía:	M$ 5.000.000.
	Estado:	Con fecha 17 de julio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 16 de septiembre de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.12.-	Nombre del Juicio:	“Valdés con CGE”
	Fecha:	23 de julio de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Constitución.
	Rol Nº:	3-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 189.483.
	Estado:	Con fecha 30 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 10 de julio de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente.
34.1.13.-	Nombre del Juicio:	“Calufquir y otros con CGE”.
	Fecha:	17 de marzo de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Pitrufquén.
	Rol Nº:	70-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.

34.1.14.-	Nombre del Juicio:	“Rojas con CGE”
	Fecha:	7 de febrero de 2019.
	Tribunal:	10° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	38.187-2018.
	Materia:	Cobro de facturas.
	Cuantía:	M$ 158.468.
	Estado:	Con fecha 28 de mayo de 2020, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente la notificación de la sentencia.
34.1.15.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad de Inversiones Frulac con CGE”
	Fecha:	19 de marzo de 2019.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol Nº:	9.809-2018.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 158.000.
	Estado:	Etapa de prueba concluida. Causa actualmente archivada.
34.1.16.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Carmencita con CGE”
	Fecha:	25 de marzo de 2019.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	1.047-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización por servidumbre.
	Cuantía:	M$ 756.610.
	Estado:	Sentencia favorable para CGE de primera instancia de fecha 28 de junio de 2022. Pendiente de resolver apelación del demandante en contra de la sentencia definitiva.
34.1.17.-	Nombre del Juicio:	“Burgos con CGE”
	Fecha:	15 de mayo de 2019.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol Nº:	637-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.18.-	Nombre del Juicio:	“Megalectric con CGE”
	Fecha:	20 de mayo de 2019.
	Tribunal:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	645-2019.
	Materia:	Cobro de facturas.
	Cuantía:	M$ 376.000.
	Estado:	Acumulada a causa Rol 38187-2018 del 10° Juzgado Civil de Santiago (Rojas con CGE informada en N°20).
34.1.19.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Energía Eléctrica Asegim con CGE”
	Fecha:	11 de junio de 2019.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	5.333-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 1.430.000.
	Estado:	Etapa de prueba. La causa se encuentra actualmente archivada.

34.1.20.-	Nombre del Juicio:	“Pool con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2019.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol Nº:	4.118-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 330.000.
	Estado:	Con fecha 28 de junio de 2022 se dictó sentencia favorable para CGE de primera instancia y fue notificada a las partes, Actualmente se encuentra pendiente apelación de la contraparte.
34.1.21.-	Nombre del Juicio:	“Bosques Viñuela con CGE”
	Fecha:	6 de agosto de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Quirihue.
	Rol Nº:	152-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.
	Cuantía:	M$ 1.140.609.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.22.-	Nombre del Juicio:	“Forestal con CGE”
	Fecha:	6 de agosto de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Quirihue.
	Rol Nº:	164-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Quirihue.
	Cuantía:	M$ 681.185.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.23.-	Nombre del Juicio:	“Aes Gener con CGE”
	Fecha:	5 de septiembre de 2019.
	Tribunal:	Juez Arbitro Claudio Undurraga Abbott.
	Rol Nº:	3.856-2019.
	Materia:	Resolución de diferencias ocurridas en relación con contrato de suministro eléctrico.
	Cuantía:	M$ 40.898.398.
	Estado:	El árbitro designado, don Claudio Undurraga, renunció al arbitraje pocos días antes de su muerte. Fue designado árbitro Enrique Barros Bourie.
34.1.24.-	Nombre del Juicio:	“Servicios Profesionales S.A. con CGE”
	Fecha:	4 de octubre de 2019.
	Tribunal:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	27.454-2019.
	Materia:	Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 212.541.
	Estado:	Etapa de prueba.

34.1.25.-	Nombre del Juicio:	“Electricidad Aescor con CGE”
	Fecha:	15 de noviembre de 2011.
	Tribunal:	Primer Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol Nº:	8.372-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 250.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.26.-	Nombre del Juicio:	“ODECU con CGE”.
	Fecha:	17 de enero de 2020.
	Tribunal:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	31.803-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.27.-	Nombre del Juicio:	“SACYR con CGE”.
	Fecha:	12 de febrero de 2020.
	Tribunal:	28°Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	34.995-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 2.771.168.
	Estado:	Etapa de Prueba.
34.1.28.-	Nombre del Juicio:	“Vigueras y otros con CGE”.
	Fecha:	17 de febrero de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Letras y Garantía de Lebu.
	Rol Nº:	407-2019
	Materia:	reclamación judicial monto de indemnización por servidumbre eléctrica.
	Cuantía:	M$ 1.098.813.
	Estado:	Con fecha 20 de mayo de 2022, se dictó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por el monto de M$375.061. Con fecha 3 de junio de 2022, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Concepción, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.29.-	Nombre del Juicio:	“CGE con CMPC”.
	Fecha:	10 de enero de 2020.
	Tribunal:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	741-2020.
	Materia:	Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
	Cuantía:	M$ 340.558.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.

34.1.30.-	Nombre del Juicio:	“Pinochet con CGE”
	Fecha:	23 de abril de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	1903-2020
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
	Cuantía:	M$ 240.000.
	Estado:	A la espera de sentencia de primera instancia.
34.1.31.-	Nombre del Juicio:	“Arellano con CGE”
	Fecha:	30 de abril de 2020.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	24.603-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de mayo de 2019 en la comuna de Padre Hurtado.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.32.-	Nombre del Juicio:	“Simón con CGE”
	Fecha:	19 de mayo de 2020.
	Tribunal:	18° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	31762-2019.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.33.-	Nombre del Juicio:	“DB Ingeniería con CGE”
	Fecha:	7 de agosto de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	5864-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 8.914.060.
	Estado:	Sentencia rechazada totalmente en primera instancia. Pendiente notificación de la sentencia.
34.1.34.-	Nombre del Juicio:	“Pontigo con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2020.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	10345-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio El Peral.
	Cuantía:	M$ 1.005.382.
	Estado:	Con citación a oír sentencia.
34.1.35.-	Nombre del Juicio:	“Valdés Sazo con CGE”
	Fecha:	5 de mayo de 2017. (Se incorpora por reactivación de juicio en agosto de 2020).
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	1069-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 800.000.
	Estado:	Etapa de discusión.

34.1.36.-	Nombre del Juicio:	“Quemchi con CGE”
	Fecha:	2 de octubre de 2020
	Tribunal:	7° Civil de Santiago.
	Rol Nº:	13.500-2020.
	Materia:	Declarativo de derechos.
	Cuantía:	Indeterminado. Se pretende que no se cobre a la demandante el uso de instalaciones de transmisión.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.37.-	Nombre del Juicio:	“Diego de Almagro Solar con CGE”
	Fecha:	5 de octubre de 2020
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Copiapó.
	Rol Nº:	1.814-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 1.116.856.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.38.-	Nombre del Juicio:	“Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE”
	Fecha:	30 de noviembre de 2020
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	3069-2020.
	Materia:	Juicio colectivo por Ley del consumidor.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.39.-	Nombre del Juicio:	“León con CGE”
	Fecha:	15 de diciembre de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.214-20.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 1.400.000.
	Estado:	Etapa de cumplimiento por transacción suscrita.
34.1.40.-	Nombre del Juicio:	“Retamales con CGE”
	Fecha:	15 de diciembre de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.215-20.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 1.150.000.
	Estado:	Etapa de cumplimiento por transacción suscrita.
34.1.41.-	Nombre del Juicio:	“Retamales con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.350-20.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 250.000.
	Estado:	Etapa de cumplimiento por transacción suscrita.

34.1.42.-	Nombre del Juicio:	“Díaz Luis Enrique y otros con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.291-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdigadero.
	Cuantía:	M$ 193.222.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.43.-	Nombre del Juicio:	“Diaz Luis y otros con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.292-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdigadero.
	Cuantía:	M$ 155.673.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.44.-	Nombre del Juicio:	“Constructora Independencia con CGE”
	Fecha:	11 de enero de 2021
	Tribunal:	Tribunal de la libre competencia.
	Rol Nº:	417-2021.
	Materia:	Libre competencia.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.45.-	Nombre del Juicio:	“Evergreen con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	18.949-20.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 3.214.493.
	Estado:	Etapa de discusión finalizado.
34.1.46.-	Nombre del Juicio:	“Inmobiliaria del Carmen con CGE”
	Fecha:	27 de junio de 2017
	Tribunal:	Santa Cruz.
	Rol Nº:	811-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M$ 4.338.530.
	Estado:	Etapa prueba finalizada, con resolución donde se cita a oír sentencia de fecha 18 de noviembre 2022, Se encuentra acumulado con causas 1330-2020, 326-2021 y 1348-2017.
34.1.47.-	Nombre del Juicio:	“Forster con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Santa Cruz.
	Rol Nº:	1.330-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M$ 1.401.818.

	Estado:	Etapa prueba finalizada, con resolución donde se cita a oír sentencia de fecha 18 de noviembre 2022. Se encuentra acumulado con causas 811-2017, 326-2021 y 1348-2017.
34.1.48.-	Nombre del Juicio:	"Transportes Guidexe con CGE"
	Fecha:	22 de julio de 2021.
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	326-2021.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M$ 762.600.
	Estado:	Etapa prueba finalizada, con resolución donde se cita a oír sentencia de fecha 18 de noviembre 2022. Se encuentra acumulado con causas 811-2017, 1330-2020 y 1348-2017.
34.1.49.-	Nombre del Juicio:	"Sociedad Comercial Vassal con CGE"
	Fecha:	6 de abril de 2021.
	Tribunal:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	1415-2021.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 573.444.
	Estado:	Pendiente dictación de sentencia de primera instancia.
34.1.50.-	Nombre del Juicio:	"LLadser con CGE"
	Fecha:	16 de noviembre de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Melipilla
	Rol Nº:	2.999-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada. Se alega un cobro excesivo en su cuenta de electricidad.
	Estado:	Etapa de discusión finalizado.
34.1.51.-	Nombre del Juicio:	"Yelcho con CGE"
	Fecha:	21 de octubre de 2020
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	2.062-19.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminado. Se solicita que CGE retire sus instalaciones, en virtud de un presupuesto existente por M$47.038.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.52.-	Nombre del Juicio:	"Inmobiliaria Nueva Esperanza con CGE"
	Fecha:	22 de diciembre de 2020
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Talca.
	Rol Nº:	2.216-2020.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminada. Solicita el retiro de 38 postes.
	Estado:	Etapa de prueba.

34.1.53.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Pesquera Galeb con CGE”
	Fecha:	8 de junio de 2021.
	Tribunal:	Tercer Juzgado de Policía Local de Antofagasta.
	Rol Nº:	1718-2021.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 220.000.
	Estado:	Para fallo.
34.1.54.-	Nombre del Juicio:	“Retamales con CGE”
	Fecha:	29 de marzo de 2021.
	Tribunal:	Juzgado de letras de Santa Cruz.
	Rol Nº:	58-2021.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 190.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.55.-	Nombre del Juicio:	“Viveros con CGE”
	Fecha:	8 de julio de 2021.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol Nº:	1469-2021.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 414.252.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.56.-	Nombre del Juicio:	“Remoltrac y otros con CGE”
	Fecha:	22 de julio de 2021.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	3632-2021.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 1.500.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.57.-	Nombre del Juicio:	“Rodríguez y otros con CGE”
	Fecha:	13 de septiembre de 2021.
	Tribunal:	13° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	6479-2021.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 1.111.314.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.58.-	Nombre del Juicio:	“Ventana Minerals con CGE”
	Fecha:	25 de agosto de 2021.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Viña del Mar.
	Rol Nº:	933-2021.
	Materia:	Demanda de declaración de prescripción.
	Cuantía:	M$ 164.383.
	Estado:	Etapa de discusión.

34.1.59.-	Nombre del Juicio:	“CGE con Municipalidad de Talcahuano”
	Fecha:	24 de septiembre de 2021.
	Tribunal:	2° Civil de Talcahuano.
	Rol Nº:	1566-2021.
	Materia:	Cobranza judicial de deuda eléctrica.
	Cuantía:	M$ 1.050.512.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.60.-	Nombre del Juicio:	“Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE”
	Fecha:	27 de octubre de 2021.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	1713-2021.
	Materia:	Juicio colectivo por Ley del consumidor.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.61.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Forestal Deuca con CGE”
	Fecha:	17 de noviembre de 2021.
	Tribunal:	30° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	939-2021.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 2.441.805.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.62.-	Nombre del Juicio:	“Manríquez con CGE”
	Fecha:	23 de noviembre de 2021.
	Tribunal:	6° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	475-2021.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 195.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.63.-	Nombre del Juicio:	“Faúndez con CGE”
	Fecha:	13 de diciembre de 2021.
	Tribunal:	San Javier.
	Rol Nº:	379-2021.
	Materia:	Emplazamiento de líneas eléctricas.
	Cuantía:	Indeterminada
	Estado:	A la espera de sentencia de primera instancia.
34.1.64.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Alaska con CGE”
	Fecha:	15 de diciembre de 2021.
	Tribunal:	1° juzgado de Curicó.
	Rol Nº:	1837-2021.
	Materia:	Denuncia de obra nueva.
	Cuantía:	Indeterminada
	Estado:	Etapa de discusión.

34.1.65.-	Nombre del Juicio:	“HDI Seguros S.A. con CGE”
	Fecha:	22 de diciembre de 2021.
	Tribunal:	17° juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	6265-2021.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 211.955.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.66.-	Nombre del Juicio:	“Ingeniería y Construcción Parada Limitada con CGE”
	Fecha:	28 de diciembre de 2021.
	Tribunal:	2° juzgado Civil de San Bernardo.
	Rol Nº:	2850-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$ 9.444.050.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.67.-	Nombre del Juicio:	“Godoy y Otros con CGE”
	Fecha:	4 de enero de 2022.
	Tribunal:	1° juzgado Civil de Diego de Almagro.
	Rol Nº:	107-2021.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores.
	Cuantía:	M$ 192.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.68.-	Nombre del Juicio:	“Semi Chile SpA”
	Fecha:	22 de marzo de 2022.
	Tribunal:	Mediador doña Marcela Fernández Saldías.
	Rol Nº:	M-282-2022.
	Materia:	Resolución de diferencias ocurridas en relación con el contrato para la construcción y ejecución de la obra de ampliación de aumento de capacidad de línea 1x66 KV S/E Monterrico – Cocharcas, de fecha 14 de octubre de 2020.
	Cuantía:	Aún indeterminada.
	Estado:	Concluido el día 15 de diciembre se nos solicita comenzar el proceso de arbitraje.
34.1.69.-	Nombre del Juicio:	“Semi Chile SpA”
	Fecha:	11 de abril de 2022.
	Tribunal:	Mediador doña Marcela Fernández Saldías.
	Rol Nº:	M-283-2022.
	Materia:	Resolución de diferencias ocurridas en relación con el contrato para la construcción y ejecución de la obra de ampliación de aumento de capacidad de línea 1x66 KV Charrúa — Chillán, de fecha 14 de octubre de 2020.
	Cuantía:	Aún indeterminada.
	Estado:	Concluido el día 15 de diciembre se nos solicita comenzar el proceso de arbitraje.

34.1.70.-	Nombre del Juicio:	“PMGD Darling SpA con CGE”
	Fecha:	9 de marzo de 2022.
	Tribunal:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	499-2022.
	Materia:	Responsabilidad contractual e indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	UF 4.040 más 756.444.019.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.71.-	Nombre del Juicio:	“PMGD Pepa SpA con CGE”
	Fecha:	9 de marzo de 2022.
	Tribunal:	24° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	495-2022.
	Materia:	Responsabilidad contractual e indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	UF 7.969 más 795.427.570.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.72.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Alaska con CGE”
	Fecha:	21 de abril de 2022.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Curicó.
	Rol Nº:	481-2022.
	Materia:	Demanda declarativa de mera certeza.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.73.-	Nombre del Juicio:	“Juan Morales Tapia con CGE”
	Fecha:	16 de mayo de 2022.
	Tribunal:	4° Juzgado de Letras de Copiapó.
	Rol Nº:	355-2022.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$298.580.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.74.-	Nombre del Juicio:	“Comercializadora Río Claro del Maule S.A con CGE”
	Fecha:	24 de junio de 2022.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Talca.
	Rol Nº:	663-2022.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M$298.604.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.75.-	Nombre del Juicio:	“Sanhueza con CGE”
	Fecha:	7 de marzo de 2019.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Concepción.
	Rol Nº:	313-2019.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
	Cuantía:	M$560.000.
	Estado:	Pendiente sentencia de primera instancia.

34.1.76.-	Nombre del Juicio:	“Parra con CGE”
	Fecha:	18 de julio de 2022.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Chanco.
	Rol Nº:	51-2022.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por muerte.
	Cuantía:	M$600.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.77.-	Nombre del Juicio:	“Aranda y otros con CGE”
	Fecha:	10 de agosto de 2022.
	Tribunal:	22° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	17.109-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por muerte.
	Cuantía:	M$ 320.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.78.-	Nombre del Juicio:	“Minera Altos de Punitaqui con CGE y CGET”
	Fecha:	27 de octubre de 2022.
	Tribunal:	Tribunal de la Libre Competencia.
	Rol Nº:	464-2022.
	Materia:	Demanda de libre competencia.
	Cuantía:	30.000 UTM.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.79.-	Nombre del Juicio:	“ODECU con CGE”
	Fecha:	25 de octubre de 2022.
	Tribunal:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	7870-2022
	Materia:	Demanda colectiva por infracción a los derechos de los consumidores.
	Cuantía:	M$ 317.199.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.80.-	Nombre del Juicio:	“COMAFRI S.A. con CGE”
	Fecha:	29 de noviembre de 2022.
	Tribunal:	9° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	11.248-2022
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad contractual.
	Cuantía:	M$ 427.768.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.81.-	Nombre del Juicio:	“María José Arjona y otros con CGE”
	Fecha:	2 de diciembre de 2022.
	Tribunal:	Juzgado Civil de Cauquenes.
	Rol Nº:	539-2022
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por Incendio.
	Cuantía:	M$ 416.375.
	Estado:	Etapa de discusión.

34.1.82.-	Nombre del Juicio:	“Manuel Salazar Cáceres y otros con CGE”
	Fecha:	2 de diciembre de 2022.
	Tribunal:	Juzgado Civil de Cauquenes.
	Rol Nº:	507-2022
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por Incendio.
	Cuantía:	M$ 525.700.
	Estado:	Etapa de discusión.

34.2.- Sanciones administrativas.

34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.802 de fecha 10 de febrero de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.500 UTM: Demora en reposición del suministro eléctrico en la Región del Maule. Con fecha 17 de febrero de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.412. Con fecha 29 de agosto de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual se encuentra pendiente de resolución.

34.2.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.191 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 25.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de O´Higgins. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.225, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.192 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de Tarapacá. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.225, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.202 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de Coquimbo. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.218, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM, No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.203 de fecha 25 de agosto de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Exceder índice SAIDI en comunas de la región Metropolitana. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante

resolución exenta número 35.218, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.204 de fecha 25 de agosto de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM: Exceder índices SAIDI en comunas de la región de Antofagasta. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.220, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.205 de fecha 25 de agosto de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM: Exceder índice SAIDI en comunas de la región de Ñuble. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.220, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 1000 UTM, No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.206 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 45.000 UTM: Exceder índice SAIDI en comunas de la región de la Araucanía. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado por la SEC mediante resolución exenta número 35.222, notificada con fecha 19 de abril del año 2022. Con fecha 3 de mayo de 2022 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 5000 UTM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.207 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 105.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región del Maule. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 27 de marzo de 2021, se presentó recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido rebajando la multa a 10.000 U TM. No obstante, la SEC presentó una apelación ante la Corte Suprema el cual está pendiente de resolverse.

34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.563 de fecha 12 de mayo de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 14.000 UTM: No mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de seguridad, región de la Araucanía. Con fecha 1 de junio de 2021, se presentó recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 3 de febrero de 2022 se acoge en parte el recurso de reclamación interpuesto, rebajándose la multa de 14.000 UTM a 9.000 UTM. Frente a este fallo, la SEC presentó con fecha 15 de febrero de 2022,

recurso de apelación ante la Corte Suprema, el cual se encuentra pendiente de resolución.

34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.682 de fecha 16 de junio de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 35.000 UTM: No cumplir con los estándares de calidad comercial de los centros de atención de llamados de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. Con fecha 23 de julio de 2021 se interpuso acción de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual fue rechazada en todas sus partes con fecha 29 de diciembre de 2021. Frente a esto, presentamos recurso de apelación ante la Corte Suprema con fecha 10 de enero de 2022, el que se fue rechazado con fecha 26 de septiembre de 2022.

34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.025 de fecha 19 de noviembre de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso tres multas por un total de 24.500 UTM: Por no pago de la totalidad de la energía efectivamente suministrada por ENEL entre abril y junio 2020. Con fecha 26 de noviembre de 2021 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue acogido parcialmente mediante resolución exenta número 35.317, notificada con 22 de junio de 2022, rebajando la multa de 24.500 UTM a 12.250 UTM. Se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual se encuentra pendiente de resolución.

34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.026 de fecha 19 de noviembre de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso 3 multas a por un total de 11.286 UTM: Por no pago de la totalidad de la energía efectivamente suministrada por COLBÚN entre abril y junio 2020. Con fecha 26 de noviembre de 2021 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue acogido parcialmente mediante resolución exenta número 35.319, notificada con 22 de junio de 2022, rebajando la multa de 11.286 UTM a 5.643 UTM. Se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual se encuentra pendiente de resolución.

34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 35.027 de fecha 19 de noviembre de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso tres multas por un total de 18.519 UTM: Por no pago de la totalidad de la energía efectivamente suministrada por ENGIE entre abril y junio 2020. Con fecha 26 de noviembre de 2021 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue acogido parcialmente mediante resolución exenta número 35.318, notificada con 22 de junio de 2022, rebajando la multa de 18.519 UTM a 9.260 UTM. Se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual se encuentra pendiente de resolución.

34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.964 de fecha 4 de mayo de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 39.800 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región del Maule. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35438, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.

34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.963 de fecha 4 de mayo de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.300 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de Tarapacá. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue rechazado

mediante Resolución 35434, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.

34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.960 de fecha 4 de mayo de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.800 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de la Araucanía. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35437, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.

34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.957 de fecha 4 de mayo de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 24.600 UTM: Incumplimiento de índice SAIDI en comunas de la Región de Antofagasta. Con fecha 11 de mayo de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución 35433, por lo que se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.

34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 13.017 de fecha 5 de julio de 2022., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 2.500 UTM: Demora respuesta conexiones PMGD. Con fecha 12 de julio de 2022 se presentó ante SEC recurso de reposición el que fue admitido parcialmente, rebajando la multa a 1.000 UTM, mediante la Resolución Exenta N 0 35461. Se presentará un reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones.

34.3.- Sanciones.

34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

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 2022 y 2021.

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 2022 y 2021.

La Sociedad y subsidiaria, de acuerdo a lo enunciado en la Nota 34.2 ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Superintendencia de medio Ambiente.

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:

Indice	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGED - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N	BCGEI - P	BCGEI - Q
Razón de endeudamiento financiero	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,10 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 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	> 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	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	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, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q

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, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q: 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	< o = 1,1 veces	0,59 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	4,29 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> o = 1,2 veces	26,82 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> o = 1,2 veces	21,46 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 39.642.767	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	51,72 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	17,24 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> o = 70% de Activos Totales	96,4% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

Tal como se indicó en nota 1, con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.).

En dicha ocasión también se aprobó que Compañía General de Electricidad S.A., se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Al cierre de los estados financieros consolidados del 31 de diciembre de 2022 y 2021 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2022				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	48	449	254	**751**	743
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	7	28	98	**133**	135
Total	**55**	**477**	**352**	**884**	**878**

Subsidiaria / área	31-12-2021				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	34	455	239	**728**	865
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	50	80	**133**	136
Total	**37**	**505**	**319**	**861**	**1.001**

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.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Al 31 de diciembre de 2022.

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.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	2.848	31-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.296	27-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Juridica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.822	27-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Medición ruido Central Tres Puentes por parte de la Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental (ETFA)	Apoyo para realizar medición del ruido en Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías técnicas	306	25-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Noviembre/Diciembre)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	436	25-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las centrales generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	12.854	23-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido CTP	Monitoreos resoluciones de calificación ambiental 2022	Gasto	Asesorías técnicas	1.961	23-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de monitoreo calidad de aire CTP	Monitoreos resoluciones de calificación ambiental 2022	Gasto	Asesorías técnicas	12.713	23-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Desarrollo calculadora impuestos verdes	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.149	20-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	7.078	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	8.349	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	15.644	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	18.451	14-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Puerto Natales	Estado de pago final ingeniería rudio Central Puerto Natales	Activo	Ingeniería Insonorización Central Puerto Natales	12.635	06-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	15.630	05-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	20.980	05-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	414	04-12-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	9.344	28-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Aseroría PDC ROL F-007-2020	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.611	25-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría PDC ROL F-007-2020	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías técnicas	4.263	25-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	426	23-11-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (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.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	7.493	21-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones 2022 IIVV, según Presupuesto JHG 125-0-22. pago 3 de 4	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.258	16-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	39.756	15-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Revisión data tercer trimestre 2022	Gasto	Asesorías técnicas	288	08-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	412	04-11-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	12.017	31-10-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	408	31-10-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	160	31-10-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	295	30-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	6.471	30-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	43.301	23-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	1.177	23-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Catastro SISAT	Cumplimiento Res. Ex. N 2547/2021, Superintendencia del Medio Ambiente	Gasto	Asesorías técnicas	1.366	22-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	403	03-09-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales Equipos de Centrales de Generación	10.369	31-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Levantamiento aspectos ambientales	Elaboración matriz cumplimiento aspectos ambientales	Gasto	Asesorías técnicas	2.538	29-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020 (may a jul)	Gasto	Asesorías técnicas	3.045	29-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	65.915	22-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	2.500	22-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	4.790	22-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Puerto Natales	Anticipo ingeniería ruido Central Puerto Natales	Gasto	Ingeniería Insonorización Central Puerto Natales	5.214	20-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Revisión data segundo trimestre 2022	Gasto	Asesorías técnicas	111	11-08-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (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.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	838	10-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones 2022 IIVV	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	3.143	09-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	398	04-08-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de Emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Central Santiago - Punta Arenas	Gasto	Servicios de fletes	4.200	31-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de Emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Porvenir	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	4.211	31-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de Emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Materiales equipos de Centrales de Generación	3.988	31-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	12.828	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	10.035	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	17.647	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020 (mar-abr)	Gasto	Asesorías técnicas	2.697	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica	Asesoría jurídico-ambiental Res Ex. 654 y PdC ROL F-007-2020 (ene-feb)	Gasto	Asesorías técnicas	2.349	25-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) TG Hitachi	Elaboración aviso de ejecución de ensayo de validación (Pago 80%)	Gasto	Asesorías técnicas	9.098	19-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en Línea del CEMS - SMA	Servicios de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	394	06-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Modelación de emisiones unidades generadoras para RETC	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesorías técnicas	1.326	05-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Acompañamiento conexión CEMS	Soporte anual de conexión en línea	Gasto	Asesorías técnicas	3.001	01-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Acompañamiento conexión CEMS	Elaboración de procedimientos, QA/QC Conexión remota	Gasto	Asesorías técnicas	1.003	01-07-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Central Tres Puentes - Porvenir	Gasto	Servicios de Fletes	950	30-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Provisión de cilindros de gases de calibración	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Mantenimiento de maquinarias y equipos	3.076	30-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr-May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	721	30-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	102.085	24-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	264	24-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	1.794	24-06-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (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.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	7.193	22-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	389	03-06-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimiento periódico Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) TG Hitachi	Mantenimiento del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Mantenimiento de maquinarias y equipos	6.388	25-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	58.336	23-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	495	23-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	38.199	23-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Santiago - P.Arenas	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	3.900	19-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Ferry - Central Tres Puentes	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	200	17-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones para Impuestos Verdes en Edelmag	Gestión datos Impuestos Verdes AyT	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	107	06-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación anual Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) TG Hitachi	Elaboración aviso de Ejecución de Ensayo de Validación (Pago 20%)	Gasto	Asesorías técnicas	2.202	02-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Flete Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	932	01-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servcio de enlce dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	383	01-05-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	64.046	25-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	139.095	25-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	133.448	25-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Acompañamiento conexión CEMS	Verificación mensual conexión CEMS TG HITACHI - SMA	Gasto	Asesorías técnicas	2.409	22-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Porvenir	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	3.039	20-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reducción de emisiones de Nox	Consumibles Operación SCR Central Puerto Williams	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	9.729	20-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido Central Puerto Natales	Regularización superación en 2 receptores	Gasto	Asesorías técnicas	4.209	19-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones año 2022 para Impuestos Verdes en Edelmag (pago 1 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	2.998	19-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	378	07-04-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb-Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	610	29-03-2022

Al 31 de diciembre de 2022. (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.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	53.768	28-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	7.895	28-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	15.576	28-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gastos energía y arriendo estaciones de monitoreo calidad de aire Tres Puentes 2021	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	329	23-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gastos energía y arriendo estaciones de monitoreo calidad de aire Puerto Natales 2021	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	329	23-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo calidad de aire Central Tres Puentes	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	6.023	22-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo calidad de aire Central Puerto Natales	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	7.830	22-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Medición de ruido Centrales Edelmag	Activo	Asesorías técnicas	2.630	17-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mediciones de ruido según DS 38, en Puerto Natales	Monitoreos Resoluciones de Calificación Ambiental 2021	Gasto	Asesorías técnicas	2.774	17-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	376	03-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicio de reportabilidad de emisiones año 2021 para Impuestos Verdes en Edelmag	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías técnicas	2.960	01-03-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Revisión data cuarto trimestre 2021	Gasto	Asesorías técnicas	470	28-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías técnicas	905	28-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	64.205	25-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	3.932	25-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	13.615	25-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	372	03-02-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	110.987	28-01-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	2.375	28-01-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea del CEMS - SMA	Servicio de enlace dedicado comunicación CEMS-SMA	Gasto	Mantención de grúas y equipos pesados	369	07-01-2022
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición residuos peligrosos	Disposición residuos de las Centrales Generadoras de EDELMAG	Gasto	Manejo de residuos	5.277	01-01-2022
CGE S.A.	Electrificación Rural comuna Huara	Plan de Manejo Arqueológico	Activo	Gestión arqueológica de proyectos	24.374	12-01-2022
CGE S.A.	Electrificación Rural comuna Huara	Plan de Manejo Arqueológico	Activo	Gestión arqueológica de proyectos	71.381	22-03-2022
CGE S.A.	Electrificación Rural comuna Huara	Plan de Manejo Arqueológico	Activo	Gestión arqueológica de proyectos	43.525	18-05-2022
				Totales	**1.479.501**	

Al 31 de diciembre de 2021.

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 Correctivo Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorias Técnicas	1.715	11-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Correctivo Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	1.163	11-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	6.362	29-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	3.071	31-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS para validación anual	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	6.496	15-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	13.416	26-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	432.479	26-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Anticipo validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorias Técnicas	3.051	22-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	67.127	31-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	26.191	31-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 4 de 4 JHG reporte emisiones 2020	Impuestos verdes	Gasto	Asesorias Técnicas	2.906	14-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene-Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorias Técnicas	602	20-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	184.727	30-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	63.036	30-04-2021
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	396	15-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Modelación de emisiones unidades generadoras para RETC	RETC	Gasto	Asesorias Técnicas	1.183	18-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 1 de 4 JHG servicio reporte emisiones 2021	Impuestos verdes	Gasto	Asesorias Técnicas	2.774	18-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	160.575	30-05-2021

Al 31 de diciembre de 2021 (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.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	77.773	30-05-2021
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	2.159	15-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 1 de 2 asesoría ambiental RE 654 Plan de Compensaciones	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorias Técnicas	3.523	23-06-2021
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	Asesorias Técnicas	920	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorias Técnicas	12.334	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	71.376	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	2.296	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	115.564	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 abril 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorias Técnicas	3.865	06-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 2 de 2 asesoría ambiental RE 654 Plan de Compensaciones	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorias Técnicas	14.116	13-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 mayo 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorias Técnicas	5.825	23-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	30.420	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) - Semestral	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorias Técnicas	4.700	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	44.556	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	74.592	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 2 de 4 JHG servicio reporte emisiones 2021	Impuestos verdes	Gasto	Asesorias Técnicas	2.799	10-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	6.375	30-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Activo	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	17.515	31-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	50.212	31-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	39.272	31-08-2021

Al 31 de diciembre de 2021 (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.	Asesoría ORD 3059/SMA rectificación reporte 2 emisiones 2021	Impuestos verdes	Gasto	Asesorias Técnicas	1.711	13-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun-Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorias Técnicas	913	14-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 junio 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorias Técnicas	1.503	23-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 jul-ago-sep 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorias Técnicas	1.804	23-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	39.768	30-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	80.124	30-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Gasto	Asesorias Técnicas	1.024	01-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	26.241	29-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	660	30-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Habilitación de acceso remoto VPN para CEMS TG Hitachi Edelmag.	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	4.258	30-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Gasto	Asesorias Técnicas	2.878	19-11-2021
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	Asesorias Técnicas	1.845	24-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	12.695	30-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	209.856	30-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	6.600	20-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR en UG 11 CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Obra Insonorización Central Tres Puentes	13.778	23-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Activo	Obra Insonorización Central Porvenir	145.788	31-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 3 de 4 JHG servicio reporte emisiones 2021	Impuestos verdes	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	362.077	31-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 (octubre 2021)	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Activo	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	429.628	31-12-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	9.716	24-03-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	9.716	24-03-2021
CGE S.A.	Seccionamiento S/E San Gregorio	SNC: Revisión Pertinencia San Gregorio	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	1	26-03-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	559	07-04-2021

Al 31 de diciembre de 2021 (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.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	9.716	10-06-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	118	07-04-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	691	01-06-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Monterrico (ampliación Barra)	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	33.248	25-05-2021
CGE S.A.	Seccionamiento S/E San Gregorio	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	61.058	14-05-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Curacautín	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	75.641	12-05-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Collipulli	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	56.989	12-05-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	626	30-06-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	627	28-07-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	400	31-08-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	2.160	22-09-2021
CGE S.A.	Refuerzo LAT 66 kV Teno Rauquen (Tramo faltante)	Analisis medio ambiental	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	1.041	28.07.2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Lautaro	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	70.943	23-07-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Lautaro	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	78.016	23-07-2021
CGE S.A.	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	83.867	23-07-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Parral	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	30.775	23-07-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Chocalán	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	95.542	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E San Clemente	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	58.935	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Mandinga	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	86.551	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Loreto	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	66.420	26-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Lihueimo	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	66.399	26-08-2021
CGE S.A.	Aumento de Capacidad de Línea 1x66kV Coronel-Horcones, Segmento tap Lota-Horcones	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	282.158	25-08-2021

Al 31 de diciembre de 2021 (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.	Ampliación en S/E Fátima	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	267.656	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E San Carlos	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	154.847	27-09-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Centro	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	82.559	24-09-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	615.600	23-11-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	165.948	10-11-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	615.600	20-12-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Chinchorro	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	69.808	27-12-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Victoria	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	112.055	20-12-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Escuadrón	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	131.617	22-12-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Pumahue	Permisos Medio Ambientales	Activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	84.027	22-12-2021
				Totales	**6.382.243**	

38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.

38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

La Subsidiaria Edelmag S.A. al 31 de diciembre de 2021 clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta una propiedad ubicada 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$ 56.505.

Al 31 de diciembre de 2022 dicho activo fue reclasificado al rubro Propiedades, planta y equipo por no haberse materializado su venta.

39.- HECHOS POSTERIORES.

Desde el 1 de enero de 2023 y la fecha de presentación de los estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.



Accede a la memoria completa
escaneado este QR