

MEMORIA INTEGRADA 2021



ENGIE



ENGIE



ENGIE



ENGIE

RAZÓN SOCIAL:

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

DOMICILIO:

ISIDORA GOYENECHEA 2800, PISO 16,
LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

ROL ÚNICO TRIBUTARIO:

88.006.900-4

TIPO DE ENTIDAD:

SOCIEDAD ANÓNIMA ABIERTA.

INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES:

N° 273 DEL 23 DE JULIO DE 1985.

AUDITORES EXTERNOS:

EY SERVICIOS PROFESIONALES DE
AUDITORÍA Y ASESORÍAS SpA.

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:

PRIETO ABOGADOS SpA.

DIRECCIONES:

OFICINA CENTRAL:

ISIDORA GOYENECHEA 2800, PISO 16,
LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

OFICINA EN ANTOFAGASTA:

RÓMULO PEÑA N° 4008, ANTOFAGASTA, CHILE.
TELÉFONO: (56-55) 642 900
FAX: (56-55) 642 979

COMPLEJO TERMOELÉCTRICO MEJILLONES:

CAMINO A CHACAYA N° 3910, MEJILLONES, CHILE.
TELÉFONO: (56-55) 658 100
FAX: (56-55) 658 099

COMPLEJO TERMOELÉCTRICO TOCOPILLA:

AVDA. DR. LEONARDO GUZMÁN 0780,
TOCOPILLA, CHILE.
TELÉFONO: (56-55) 819 176

CENTRAL DIÉSEL ARICA:

AVDA. SANTA MARÍA 2251, ARICA, CHILE.
TELÉFONO: (56-58) 241 109

SITIO WEB:

www.engie-energia.cl

RELACIÓN CON INVERSIONISTAS:

MARCELA MUÑOZ LAGOS

marcela.munoz@engie.com
inversionistas@engie.com

COMUNIDADES Y SOSTENIBILIDAD

matias.bernales@engie.com



ACERCA DE NUESTRA MEMORIA INTEGRADA

Durante los últimos seis años, a través de este documento formal, hemos compartido los avances de nuestra estrategia de crecimiento y creación de valor, así como los principales aspectos de la gestión que realizamos de los aspectos ESG (Environmental, Social and Governance).

Los contenidos abordados fueron seleccionados considerando la opinión de nuestros grupos de interés recogida en nuestra encuesta de materialidad. También, cumplen con los requerimientos normativos para las memorias anuales exigidos por la CMF y de acuerdo a los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI).

Su elaboración contó con la activa participación de las Gerencias Corporativas de la Compañía, responsables de la entrega y validación de los contenidos.



2016



2017



2018



2019



2020

2021: UN CLAVE PARA LA

Frank Demaille • Presidente Directorio. *ENGIE Energía Chile*

El año 2021 fue sin duda uno de los más desafiantes de las últimas décadas. Comunicamos un nuevo plan estratégico que busca acelerar nuestra transición hacia las energías limpias y proyectar nuestro negocio para el futuro. Nuestra decisión conlleva una importante transformación en la dirección del negocio, que aportará a nuestra sostenibilidad, a la de nuestros grupos de interés internos y externos, y a la mitigación de los impactos del cambio climático.

Realizamos este anuncio en medio de un entorno altamente complejo impactado por una de las sequías más severas de los últimos 60 años y que fue determinante en la caída de la generación hidroeléctrica y su aporte al sistema. Complejizaron aún más el escenario el aumento de los precios de los combustibles a niveles históricos y las restricciones impuestas por la pandemia del COVID-19 que afectaron los planes de mantenimiento y la construcción de nuestros proyectos, entre otros aspectos.

Sobre estos y otros temas nos referiremos en nuestra sexta Memoria Integrada. A continuación el Presidente del Directorio y el Gerente General compartirán su visión sobre los principales hitos en 2021.

¿Qué aspectos podemos resaltar de la gestión de nuestra Compañía durante el ejercicio?

Frank Demaille. El Grupo ENGIE está trabajando para llegar hacia el “Net Zero Carbon” en el año 2045. Con ese objetivo, reestructuramos nuestra organización en las siguientes áreas de negocio: Térmica, Renovable, Redes e Infraestructura de Servicios Energéticos y Áreas de Soporte que son transversales a todas las áreas del negocio.

También nuestro Plan de Transformación en Chile es uno de los hitos más relevantes del año. Fuimos pioneros en anunciar en 2018 que el carbón ya no formaba parte de nuestro plan de crecimiento. Hoy reafirmamos nuestra voluntad de seguir nuestro camino de salida de la generación a carbón y realizar inversiones en tecnologías de producción de energías limpias o con un bajo nivel de emisiones de CO₂. Para lograr nuestros objetivos contaremos con un robusto plan de inversiones.

En este cambio han sido vitales nuestros esfuerzos en innovación y digitalización, que han contribuido en una mejora continua de los procesos y capacidad de adaptarnos al nuevo entorno.



AÑO TRANSFORMACIÓN

Axel Levêque • Gerente General. *ENGIE Energía Chile*

Axel Levêque. Primero quiero resaltar que en 2021 tuvimos una tasa de accidentabilidad de 1,07 en nuestras actividades operacionales, una cifra extremadamente baja para la industria. Por otro lado, los resultados de la industria energética se vieron fuertemente afectados por un difícil año 2021. En este punto quisiera destacar la resiliencia y capacidad de respuesta de nuestros equipos de trabajo. Nuestras unidades y equipos respondieron a los retos impuestos por el COVID-19, a pesar de haber tenido que enfrentar algunos atrasos en la construcción de nuestros proyectos renovables en el norte del país. En un entorno de alta complejidad fuimos capaces de generar 700 GWh de energía adicionales respecto del año 2020, un hito del cual nos sentimos orgullosos y agradecidos porque requirió del compromiso de todos los equipos involucrados, especialmente de las áreas de operaciones y de implementación.

También quiero destacar que en octubre logramos conectar al sistema nuestro Parque Eólico Calama, con 151 MW de capacidad instalada, y recientemente, en febrero, incorporamos nuestro Parque Solar Tamaya, de 114 MWac. Próximamente lo harán los parques fotovoltaicos Coya y Capricornio, que en conjunto aportarán 268 MWac.

En el negocio de Transmisión logramos finalizar y conectar al sistema cuatro proyectos de alta relevancia. Adicionalmente, en un entorno de negocio cada vez más competitivo, nos adjudicamos la licitación para construir la Nueva Subestación La Lígua.

En 2021 también se concretó la entrega del crédito por US\$125 millones entregado por BID INVEST para costear la construcción del Parque Eólico Calama. Esta operación inédita en su tipo para el BID INVEST, es la primera monetización a nivel mundial de reducciones de emisiones en el sector energético. Fue un proceso de arduo trabajo que fue reconocido con uno de los cinco premios globales que entrega el Grupo ENGIE en los Finance Awards en la categoría Sustainable Finance.

Con todo, al cierre del ejercicio 2021 nuestros ingresos por venta de energía alcanzaron los MMUS\$1.308, un 12% superior que el año anterior, mientras que nuestro EBITDA fue de MMUS\$315, un 31% inferior en igual periodo debido a los mayores costos en el sistema. Finalmente, la Utilidad Neta alcanzó MMUS\$ 47, la cual



se vio impactada negativamente en aproximadamente MMUS\$ 50 millones correspondientes al costo financiero por la monetización de cuentas por cobrar correspondientes al mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica (Ley PEC).

El Plan de Transformación incluye un ambicioso plan de inversiones, ¿Cuánto hemos avanzando desde su lanzamiento?

Axel Levêque. Nuestro plan estratégico hacia el año 2025, considera inversiones del orden de 1.500 millones de euros que serán destinados a concretar la implementación de 1.000 MW adicionales de energías renovables. También se invertirán recursos en la reconversión de tres centrales a carbón plenamente vigentes, a gas natural y biomasa. En 2021 presentamos las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) para las tres unidades y ya fueron aprobadas por la autoridad competente. Otro foco relevante tiene relación con la organización. Iniciamos un proceso de gestión del cambio para apoyar a las personas que trabajan en nuestra Compañía, en el proceso de adaptación e incorporación de nuevas competencias y habilidades que serán requeridas en el proceso de transformación que estamos impulsando.

También como parte de nuestra estrategia de acelerar nuestra descarbonización, realizamos el desmantelamiento de las Unidades 12 y 13 de Tocopilla. En este proceso pusimos especial acento en el reciclaje y la reutilización de materiales y con ese fin invitamos a la comunidad, especialmente a los pescadores, a identificar artículos e insumos que podrían ser de utilidad para su quehacer.

Liderar una Transición Justa ha sido un objetivo estratégico para nuestra Compañía ¿Qué aspectos destacaron en 2021?

Frank Demaille. Desde que anunciamos nuestra salida del carbón nos propusimos mantener una comunicación abierta y transparente con todos nuestros grupos de interés locales, que incluyen autoridades, vecinos de Tocopilla y Mejillones, y, por supuesto, las personas que trabajan en ENGIE Energía Chile.

Conscientes de las externalidades positivas y negativas que conlleva este proceso, en 2021 avanzamos en nuestro objetivo de identificar oportunidades para la empleabilidad y fomento del emprendimiento. Lanzamos

fondos concursables para emprendedores en Mejillones, capacitamos a más de 100 personas en la instalación de paneles fotovoltaicos en la comuna de Tocopilla. También implementamos 10 proyectos de acceso a la energía renovable en instalaciones importantes para nuestras comunidades, como por ejemplo la energización de espacios públicos y emprendimientos locales.

En plano interno, los esfuerzos se dirigieron hacia la empleabilidad, planes de movilidad interna, capacitación y planes de jubilación anticipada en condiciones ventajosas para los beneficiarios.

La gestión de los aspectos ESG (environmental, social and corporate governance) están adquiriendo una mayor relevancia en los mercados financieros, ¿Qué podemos contarles a los inversionistas y analistas financieros en relación a nuestros avances?

Frank Demaille. En 2021 avanzamos en el fortalecimiento de nuestro modelo de sostenibilidad y en la incorporación de nuevos indicadores no financieros en línea con las políticas ESG del Grupo.

Para este trabajo nos basamos en la reciente actualización de la Estrategia de Sostenibilidad del Grupo ENGIE, que adopta los ODS como pilares estructurantes para canalizar iniciativas que tengan impactos positivos para las personas y el planeta. Para el año 2022 continuaremos desarrollando los indicadores y metas que nos permitan hacer un seguimiento y reporte más exhaustivo de nuestros avances en ENGIE Energía Chile.

En esa dirección, quisiera destacar algunos avances en materia ambiental. A pesar del aumento de nuestra Huella de Carbono en 2021, debido al mayor despacho de nuestras centrales térmicas para hacer frente a la estrechez del sistema durante este periodo, la intensidad de nuestras emisiones, medida en Ton CO₂ eq/MWh, se desacopló de esta tendencia. Esto se debe principalmente al ingreso de nuestros proyectos renovables, y esperamos ver una disminución significativa durante el 2022.

En materia de Gobernanza, el Directorio de la Sociedad acordó implementar dos nuevas políticas. La primera sobre la Designación de directores en filiales, y la segunda, una Política sobre Manejo de Conflictos de Interés, en marco de la nueva Ley 21.314.

Axel Levêque. En el ámbito de la gestión de las personas, en 2021 reforzamos nuestra estrategia de



seguridad laboral. Realizamos una revisión profunda a la forma en que administramos la seguridad en nuestros sitios y proyectos en construcción, con el fin de detectar puntos de mejora y elaborar una nueva estrategia que buscará llegar a cero accidente laboral.

Otro aspecto importante, fue el incremento de nuestra inversión en capacitación, duplicándolo respecto del año 2020. También fue relevante el trabajo que iniciamos en materia de diversidad e inclusión, considerando nuestro objetivo de alcanzar la paridad de género en posiciones de management al año 2030.

Respecto de nuestras comunidades, quiero resaltar que con la incorporación de los nuevos proyectos renovables, nuestra gestión territorial aborda 24 comuna, en 9 regiones del país. Pensando en la expansión que se viene, comenzamos un trabajo de revisión de nuestro modelo de relacionamiento con miras a incorporar aportes que puedan considerarse como inversiones sociales. De esta manera buscamos propiciar iniciativas que tengan un impacto positivo en la calidad de las personas.

Pensando en el año 2022, ¿Cuáles serán los principales desafíos para nuestra Compañía?

Frank Demaille. El año 2021 fue un periodo de grandes retos que enfrentamos con innovación, una alta capacidad de adaptación y con el compromiso de todos los equipos que conforman nuestra Compañía. Los esfuerzos que desplegamos este año nos dejan en un buen pie para avanzar hacia nuestro propósito de seguir en la transición hacia la carbono neutralidad, que nos convertirá en una empresa sostenible que crea de valor para sus grupos de interés, cuidando a las personas y medio ambiente.

Axel Levêque. Varios factores que iniciaron en 2021 seguirán presentes en 2022 y empujarán la adaptación de nuestro portafolio de generación.

Seguiremos con nuestro compromiso de poner a disposición del país todos nuestros esfuerzos para atender las crecientes necesidades energéticas de Chile. En el marco del inicio de un nuevo gobierno, le deseamos todo el éxito a las nuevas autoridades que comienzan su mandato y desde ya nos ponemos a su disposición para abordar los enormes desafíos para el sector.

Finalmente, las y los invito a revisar nuestra Memoria Integrada, que además representa la comunicación en progreso de nuestros compromisos con Pacto Global.

10

1. SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

- 1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada **12**
- 1.2 Nuestras Operaciones **14**
- 1.3 Principales Hitos **16**

18

2. GOBERNANZA

- 2.1 Propiedad y control **20**
- 2.2 Estructura de Gobierno **21**
- 2.3 Directorio de ENGIE Energía Chile **24**
- 2.4 Comité Ejecutivo **26**
- 2.5 Ética y Cumplimiento **28**

30

3. ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO

- 3.1 Transformación hacia el 2025 **33**
- 3.2 Transición Justa **40**

44

4. GESTIÓN DEL NEGOCIO

- 4.1 Generación Térmica **46**
- 4.2 Generación Renovables **49**
- 4.3 Transmisión **51**
- 4.4 Puertos **52**
- 4.5 Gasoducto **52**
- 4.6 Innovación y Digitalización **53**
- 4.7 Desempeño Económico **55**

58

5. SOSTENIBILIDAD DE ENGIE ENERGÍA CHILE

- 5.1 Modelo de Sostenibilidad **60**
- 5.2 Reporte Social **67**
- 5.3 Reporte Ambiental **86**

ÍNDICE

98

6. FACTORES DE RIESGO Y MARCO REGULATORIO

- 6.1 Nuestra Industria **100**
- 6.2 Marco Regulatorio **102**
- 6.3 Factores de Riesgos **105**

122

7. ANTECEDENTES LEGALES

- 7.1 Antecedentes Legales **124**
- 7.2 Informe Comité de Directores **134**
- 7.3 Hechos Relevantes **138**
- 7.4 Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores **139**
- 7.5 Malla Societaria **140**
- 7.6 Identificación de las Compañías Filiales Coligadas **142**

148

8. METODOLOGÍA E ÍNDICE GRI

- Alcance **150**
- Índice GRI **154**
- ÍCompromisos Pacto Global **158**

160

9. ESTADOS FINANCIEROS

- Estados Financieros **162**
- Declaración de Responsabilidad **273**



SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

Participamos en los mercados de generación, transmisión y suministro de electricidad, transporte de gas e infraestructura portuaria. Estamos comprometidos con acelerar la transición energética para que el país crezca sobre la base de energías limpias y renovables.

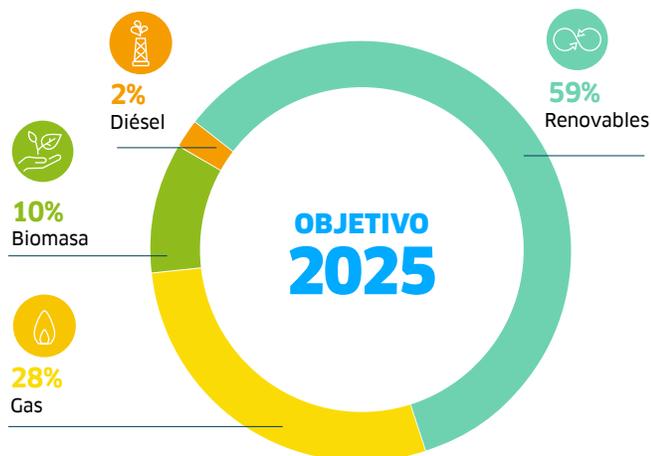
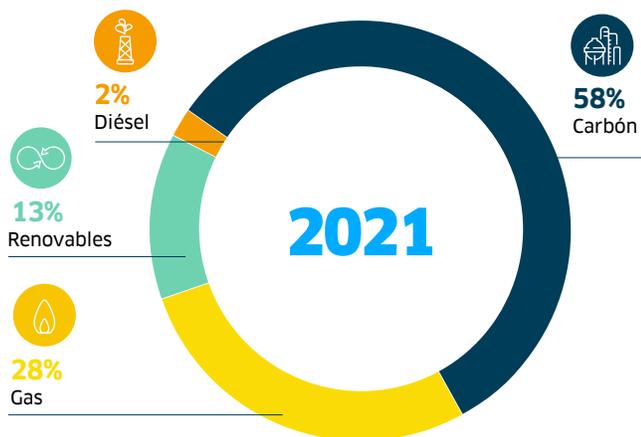
- 1.1 ENGIE Energía Chile en una mirada
- 1.2 Nuestras operaciones
- 1.3 Principales Hitos

1.1 ENGIE ENERGÍA CHILE EN UNA MIRADA

Somos una empresa con presencia en los mercados de generación, transmisión y suministro de electricidad, transporte de gas e infraestructura portuaria. Nuestros principales clientes provienen de la minería y distribución eléctrica, del norte, centro y sur del país.

Desarrollamos nuestro negocio en armonía, cuidando a las personas y al medio ambiente. En esa dirección, nos comprometimos con acelerar la transición energética para que el país crezca sobre la base de energías limpias y renovables.

Capacidad Instalada ENGIE Energía Chile



4º OPERADOR EN GENERACIÓN



11%
PARTICIPACIÓN DE
MERCADO DE GENERACIÓN

10 años
PROMEDIO DURACIÓN
CONTRATOS DE ENERGÍA

3ER OPERADOR EN TRANSMISIÓN

2.348 kilómetros

DE LÍNEAS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN OPERADAS

24 Subestaciones

OPERADAS CON UNA CAPACIDAD DE 977 MVA

600 kilómetros

TEN S.A. (50% DE LA PROPIEDAD)



PUERTOS ANDINA Y TOCOPILLA

48 BARCOS
RECIBIDOS
EN 2021

3,5 MILLONES
DE TONELADAS
DESCARGADAS EN 2021

RESPECTO DE 2020

+59%

GASODUCTO



611 MILLONES

DE M³ DE GAS TRANSPORTADOS EN 2021



PRINCIPALES RESULTADOS EN 2021

MM US\$ **1.308,5**

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

RESPECTO DE 2020

+12%

MM US\$ **47**

UTILIDAD NETA

RESPECTO DE 2020

-71%

MM US\$ **315**

EBITDA

RESPECTO DE 2020

-31%



GESTIÓN AMBIENTAL

	2020	2021	Variación
Intensidad de Emisiones (Ton CO ₂ eq/MWh)	0,67	0,65	-3%
Huella de Carbono (CO ₂ eq)	4,7	5,5	+ 17%
Huella Hídrica Millones de m ³ (Mm ³)	1,68	1,53	-8.9%

GESTIÓN SOCIAL

909 

TOTAL DE
COLABORADORES

22%

DE LOS CARGOS DE
JEFATURAS SON
OCUPADOS POR MUJERES



18%

Mujeres



82%

Hombres



SEGURIDAD LABORAL

Tasa de
Frecuencia: **0,47**

RESPECTO DE 2020

-23%

0 accidentes fatales en 2021

PROVEEDORES

8% INTERNACIONALES **92%** NACIONALES



COMUNIDAD

MM US\$ **1**
INVERSIÓN COMUNITARIA

24
COMUNAS EN
9 REGIONES

ABORDA NUESTRA
GESTIÓN COMUNITARIA

1.2 NUESTRAS OPERACIONES

Al cierre de 2021, la capacidad instalada bruta de ENGE Energía Chile alcanzó a 2,3 GW desplegada entre la Región de Arica y Parinacota y la Región del Biobío

GENERACIÓN

2,3 GW

Capacidad Instalada Bruta

ENERGÍAS RENOVABLES

301 MW

En construcción

382 MW

PETRÓLEO (DIÉSEL FO N°6)

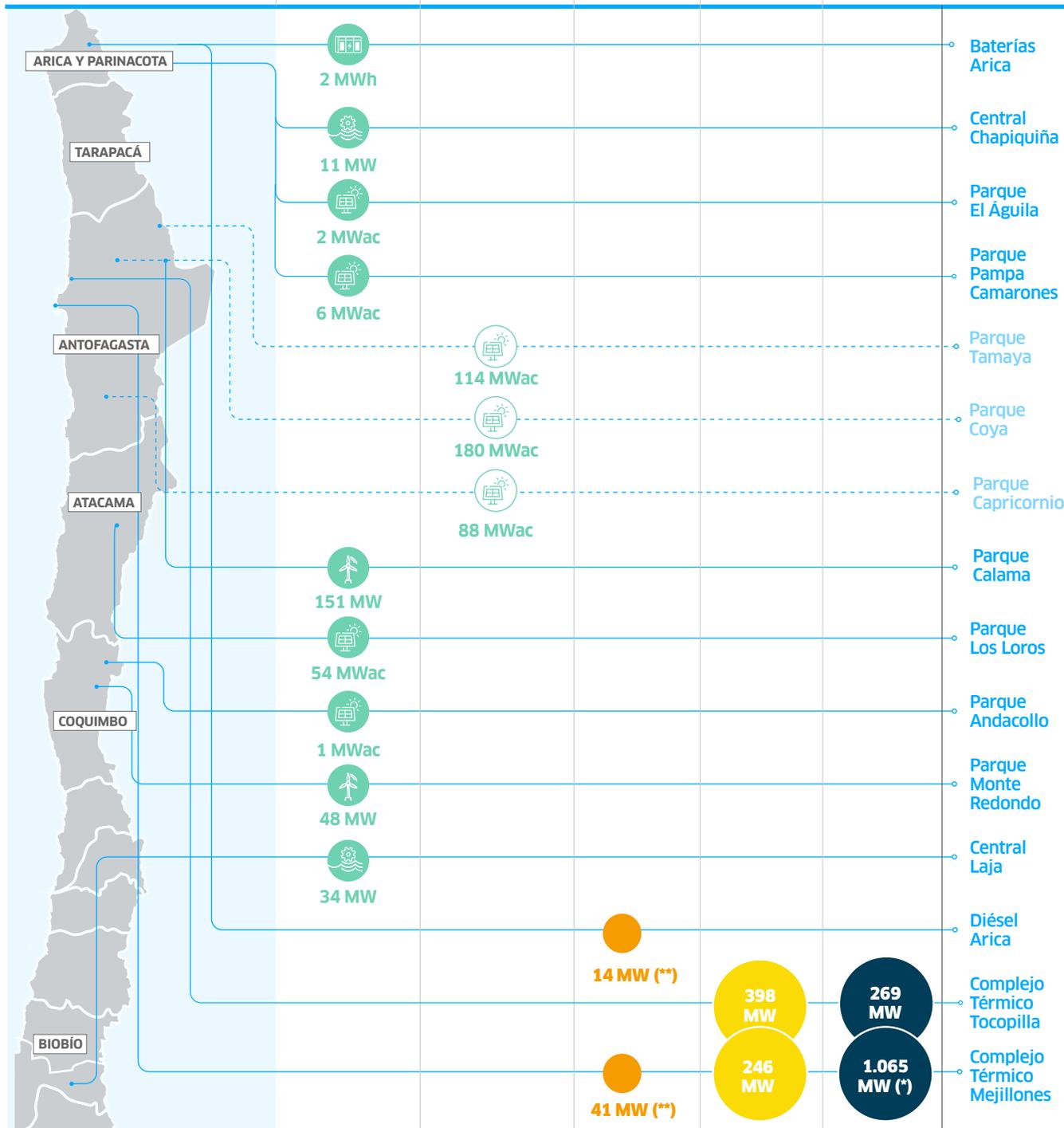
55 MW

GAS NATURAL

639 MW

CARBÓN

1.334 MW

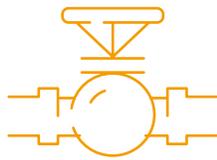


(*) 355 MW Carbón-CFB
 (**) Back up



2 PUERTOS

Tocopilla y Andino



GASODUCTO

1.066 KM
gasoducto



TRANSMISIÓN

2.348 KM

en líneas de alta tensión

1.767 KM

Dedicada

351 KM

Zonal

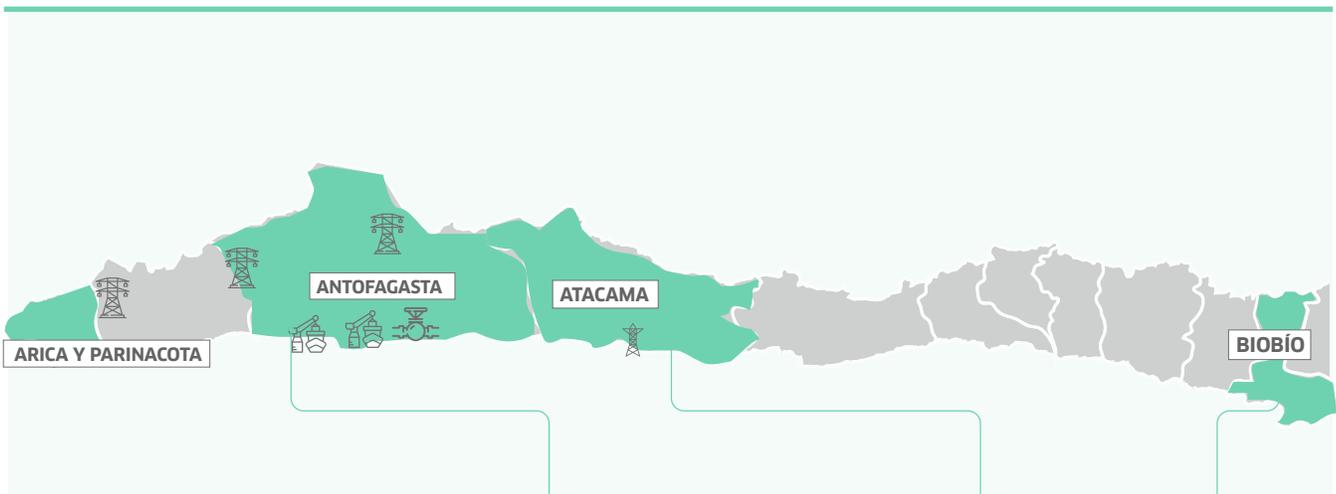
230 KM

Nacional

TEN S.A

600 kilómetros /
500 KV
(50% propiedad)

24 SUBESTACIONES -977 MVA



**PROYECTOS
QUE ENTRARON
EN OPERACIÓN
EN 2021**

SUBESTACIÓN NUEVA CHUQUICAMATA
Y FINALIZAMOS LAS OBRAS DEL
BYPASS CRUCERO

SUBESTACIÓN
ALGARROBAL

SUBESTACIÓN
EL ROSAL

1.3 PRINCIPALES HITOS

2009

E-CL, anteriormente Edelnor, se fusiona con Inversiones Tocopilla I S.A. Como consecuencia de esta operación, **E-CL adquiere otros activos de generación, distribución y transporte de gas en la región del Norte Grande de Chile**, incluidas Electroandina, CTA, CTH, GNAC, GNAA y Distrinor. Esta última dejó de ser filial de E-CL en diciembre de 2013, tras ser vendida a Solgas S.A., filial del grupo ENGIE.

2011

Electroandina se divide en dos compañías: Electroandina, que mantiene la propiedad de todas las instalaciones portuarias, y Electroandina Dos, que adquiere la propiedad de todas las instalaciones de generación de Electroandina, incluyendo la Central Termoeléctrica Tocopilla. A raíz de esta división, **Electroandina Dos se fusiona con E-CL, pasando esta última a controlar los activos de generación de Electroandina.**

2014

E-CL se adjudica 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado Bloque 3, por hasta 5.040 GWh, en la licitación de suministro eléctrico denominada "SIC 2013-03 -Segundo llamado". El proceso fue realizado por las empresas concesionarias de distribución del SIC. **Esto permite a la Compañía entregar energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a partir de 2018 y por 15 años.** La oferta involucra inversiones por cerca de US\$ 1.800 millones.

2015

Proyecto Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), operativo desde 2017, es declarado troncal, **permitiendo la interconexión eléctrica nacional entre el SING y el SIC.**

2016

E-CL cambia su nombre a ENGIE Energía Chile S.A., adoptando una marca con respaldo global que refleja una nueva visión estratégica del Grupo tanto a nivel mundial como en Chile.



2017

ENGIE Energía Chile **pone en marcha la línea Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), unificando los sistemas integrados del Norte Grande SING y Central (SIC) en un solo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).** ENGIE Energía Chile reenfoca su estrategia de negocios, integrando los nuevos desafíos y oportunidades derivados de la Transición Energética de Chile.

2018

La Compañía inicia su plan de descarbonización. En esa línea, anuncia un plan de inversiones de US\$1.000 millones en proyectos en energías renovables y solicita a la autoridad el cierre, para 2021, de las unidades 12 y 13 (173 MW) de la Central Térmica Tocopilla, sujeto a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE. Adicionalmente, renegocia los contratos con tres de sus principales clientes del sector minero, logrando ampliar los plazos y viabilizar el plan de inversiones en energías renovables.

2019

ENGIE Energía Chile anuncia el **cierre de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Mejillones, al 2024**, en el marco de nuestro plan de descarbonización. También comenzamos la ejecución del plan de inversiones por US\$1.000 millones en renovables con la compra de dos parques solares, Los Loros y Andacollo, con una capacidad combinada de 55 MWp, y la construcción del Parque Eólico Calama y de los parques solares Capricornio y Tamaya, con una capacidad combinada de 362 MW.

2020

La Compañía adquiere el parque eólico Monte Redondo y la central hidroeléctrica Laja, que en conjunto representan 82 MW. Tras esta compra, la capacidad instalada de la empresa en energías renovables llega a 156 MW. En 2020, ENGIE Energía Chile también renegocia el contrato con Minera Centinela de Antofagasta Minerals en el marco de su programa de descarbonización de sus PPA. Asimismo, **recibe el primer “crédito verde” que concede el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por US\$125 MM, el que se destinará a financiar la construcción del parque eólico Calama.** En noviembre, ENGIE LATAM S.A., accionista mayoritario de ENGIE Energía Chile S.A., adquiere 76.155.000 acciones de esta última sociedad, con lo cual aumenta su participación accionaria en un 7,23%. Con esta operación eleva su titularidad al 59,99% de las acciones de la Compañía.

2021

La Compañía anuncia el retiro total de sus unidades a carbón para el 2025 (800 MW); la reconversión de tres unidades a carbón a gas y biomasa (700 MW) y la inyección de 1.000 MW adicionales llegando a 2000 MW, que representarán el 59% de su capacidad instalada.

El Parque Eólico Calama (151 MW) inicia su operación comercial.

Durante el tercer trimestre de 2021 **energizamos el Parque Tamaya.**

En 2021 **se concretó la entrega de los US\$125 millones, provenientes del primer crédito verde entregado por el BID INVEST** para costear la construcción del Parque Eólico Calama.



GOBERNANZA

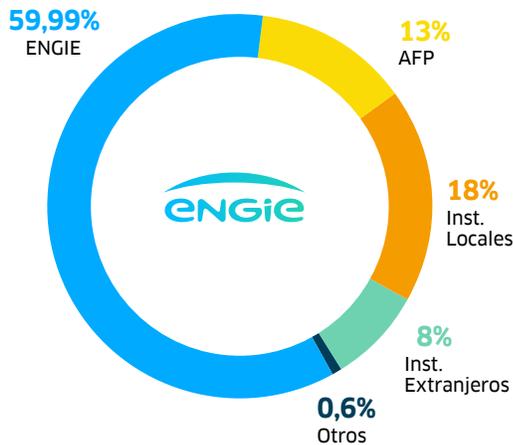
Nuestra Compañía promueve una conducta organizacional fundada en valores y buenas prácticas, y un total apego al cumplimiento legal.

- 2.1 Propiedad y Control
- 2.2 Estructura de Gobierno
- 2.3 Directorio de ENGIE Energía Chile
- 2.4 Comité Ejecutivo
- 2.5 Ética y Cumplimiento

2.1 PROPIEDAD Y CONTROL

ENGIE Energía Chile S.A. es controlada por el grupo francés ENGIE, líder mundial en producción de electricidad baja en carbono, redes de energía centralizadas y descentralizadas y servicios de eficiencia energética. A través de ENGIE Austral S.A., el grupo controlaba el 60% de la propiedad al cierre de 2021. El 40% restante se distribuye entre fondos de pensiones (AFP) e inversionistas institucionales locales y extranjeros.

Estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2021



PRÓPOSITO CORPORATIVO

Actuar para acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, a través de un consumo de energía reducido y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

Nuestro propósito convoca a quienes trabajan en la Compañía, a nuestros clientes y accionistas, y concilia el desempeño económico con un impacto positivo en las personas y el planeta.

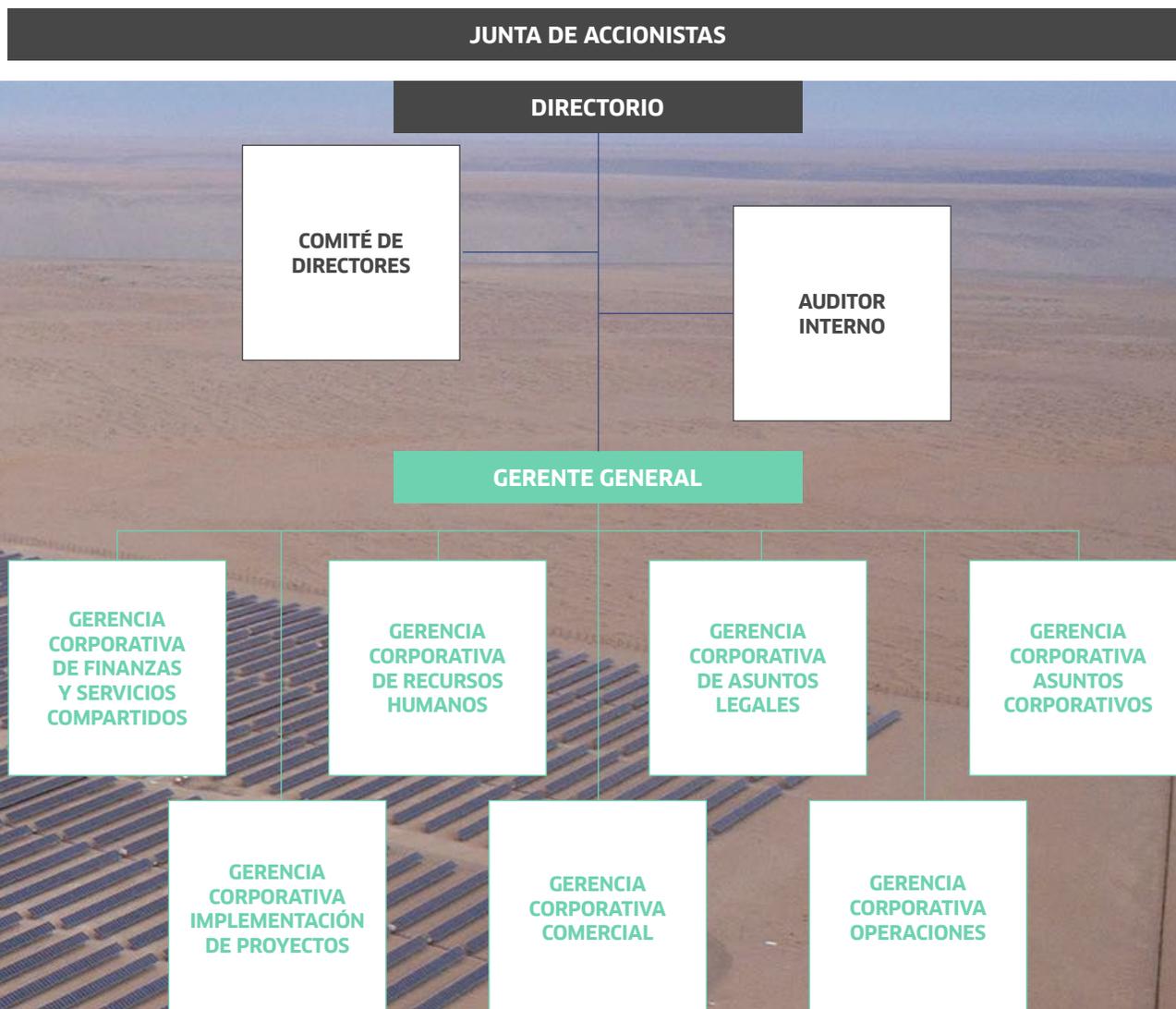
VALORES CORPORATIVOS

- Profesionalismo
- Relaciones Internas
- El Espíritu del Equipo
- Creación de Valor
- Respeto al Medio Ambiente
- Respeto por los Derechos Humanos
- Ética
- Principio de Actuación
- Respeto por las Comunidades y Poblaciones Vulnerables

2.2 ESTRUCTURA DE GOBIERNO

Nuestro Gobierno Corporativo cuenta con una estructura y funcionamiento que cautela el cumplimiento del marco jurídico, vigila y gestiona los riesgos emergentes y principales desafíos que enfrenta la Compañía en un entorno cambiante, y fomenta una cultura interna basada en altos estándares éticos y buenas prácticas empresariales.

Está compuesto por la siguiente estructura:





2.2.1 Funcionamiento

JUNTA DE ACCIONISTAS

La Junta de Accionistas es el máximo órgano de decisión de la Compañía y es la instancia en la cual se reúnen los accionistas con el fin de tomar conocimiento de la gestión de la empresa y adoptar los acuerdos que sean de su competencia, definidos por la ley y nuestros estatutos.

DIRECTORIO

El Directorio es el órgano principal de administración. Entre sus labores principales, debe determinar el plan estratégico de la Compañía y tener en cuenta los riesgos y oportunidades relacionados con la actividad. Además, define los objetivos a largo plazo de la empresa y el proceso de planificación estratégica.

En esa dirección, nuestra mesa directiva realiza una revisión trimestral de los riesgos de la Compañía.

También, mantiene una actitud vigilante en temas concernientes a nuestro Modelo de Sostenibilidad.

Todos los meses, el área responsable presenta la evolución de la Huella de Carbono, entre otras materias. El Directorio es, además, el órgano responsable de aprobar los contenidos de la Memoria Integrada Anual.

Conformación. Está compuesto por profesionales de destacada trayectoria que cuentan con una amplia experiencia en el sector energético como también ejerciendo el rol de directores de empresas. Cada dos años la mesa directiva se renueva totalmente con posibilidad de reelección. La última renovación ocurrió en 2019.

Asistencia y participación. La mesa directiva se reúne en sesiones ordinarias -una vez al mes- y extraordinarias -citadas por el presidente-. De acuerdo con nuestros estatutos, para que el Directorio pueda celebrar su sesión se requiere de la concurrencia de la mayoría absoluta de sus miembros.

Adicionalmente, los directores participan en comités internos aportando su experiencia y conocimientos en aspectos regulatorios, riesgos y sostenibilidad, entre otros asuntos.



COMITÉ DE DIRECTORES

Está integrado por directores independientes a quienes les corresponde desempeñar las funciones señaladas por el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y las contempladas en las normas legales y administrativas. Sus miembros ejercen este cargo por dos años (con posibilidad de ser reelegidos) y cuentan con directores suplentes.

COMITÉ EJECUTIVO

La gestión diaria de nuestra Compañía está encabezada por la Gerencia General en conjunto con las Gerencias Corporativas. Entre sus principales funciones está la de asegurar que se cumpla con los parámetros necesarios que permitan un ambiente de control adecuado y un efectivo cumplimiento de la estrategia y de los objetivos del negocio.

BUENAS PRÁCTICAS

INDUCCIÓN A DIRECTORES

Los nuevos directores participan en un proceso de inducción que contempla reuniones con el gerente general y principales ejecutivos, así como la entrega de la documentación necesaria para el ejercicio de sus funciones.

CÓDIGO DE GOBIERNO CORPORATIVO

Establece las prácticas y lineamientos de actuación basados en estrictos estándares de control, ética y transparencia empresarial.

ENTREGA RECURRENTE DE INFORMACIÓN

Mensualmente, el Directorio recibe un completo informe relativo a la gestión de la Sociedad, incluyendo un análisis de las variables más importantes de las actividades de la Compañía.

GUÍA PARA LA ACTUACIÓN DE LOS DIRECTORES

Contiene los lineamientos para apoyar su labor en las distintas etapas de su gestión, a nivel individual y como Directorio.

CÓDIGO DE CONDUCTA Y ÉTICA DE LOS NEGOCIOS

Establece los principios que guían la actuación de todos los colaboradores de la Compañía.

MANUAL DE INFORMACIÓN DE INTERÉS PARA EL MERCADO

Limita el número de personas con acceso a información privilegiada y minimiza el tiempo que transcurre entre la generación y la divulgación de dicha información.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS

Contempla un Manual de Prevención de Delitos, un Canal de Denuncias y un Encargado de Prevención de Delitos.

2.3 DIRECTORIO 2021

Al cierre del 2021, el Directorio estaba compuesto por siete directores titulares e igual número de suplentes. El Comité de Directores está integrado por tres integrantes, todos elegidos en su calidad de independientes.

Durante 2021, se realizaron 12 sesiones ordinarias de Directorio, que contaron con el quórum requerido en los estatutos para sesionar.



Frank Demaille

PRESIDENTE

- Ingeniero
- RUT: 26.890.321-6
- Reelecto el año 2020



Marc Jacques Z. Verstraete

- Ingeniero Comercial
- RUT: 26.361.271-K
- Asume el año 2020



Aníbal Prieto Larraín

- Abogado
- RUT: 9.387.791-8
- Asume el año 2020



Hendrik De Buyserie,

- Graduado en Gestión de Recursos Humanos
- Pasaporte Bélgica: EP 101719
- Reelecto el año 2020



Claudio Iglesias

- Ingeniero Civil Electricista
- RUT: 7.289.154-6
- Reelecto el año 2020
- Independiente (*)



Mauro Valdés

- Abogado
- RUT: 7.011.106-3
- Reelecto el año 2020
- Independiente (*)



Cristián Eyzaguirre

- Economista
- RUT: 4.773.765-6
- Reelecto el año 2020
- Independiente (*)

DIRECTORES SUPLENTE

Daniel Pellegrini:
RUT 25.017.537-k.

Gilda Spallarossa Lecca:
Pasaporte Perú 118042457.

Marcelo Fernandes Soares:
Pasaporte Brasil YC648242.

Pierre Devillers:
RUT 24.671.365-9.

Ricardo Fischer Abeliuk:
RUT 6.400.720-3.

Ricardo Lira Matte,
RUT 6.379.576-3.

Victoria Vásquez García,
RUT 6.458.603-3.

(*) Los directores independientes presentaron sus respectivas declaraciones de independencia en la forma dispuesta en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

La trayectoria profesional de los miembros del Directorio las puedes encontrar aquí https://engie-energia.cl/wp-content/uploads/2020/06/DIRECTORES_EECL2020-1-1.pdf.

2.3.1 Remuneraciones del Directorio

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2021, acordó para el ejercicio 2021, y hasta la fecha en que se celebre la próxima Junta Ordinaria, una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Se estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a una remuneración por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

La remuneración para el Comité de Directores será de 55 U.F. mensual a todo evento. Además, para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 U.F. anuales.

Durante el periodo 2021, este comité no realizó gastos con cargo a este presupuesto.

2.3.2 Asesorías y Servicios

Durante el ejercicio 2021, no se realizaron pagos por asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad. Los gastos por concepto de gastos generales del Directorio ascendieron a KUSD 138 en el mismo periodo.

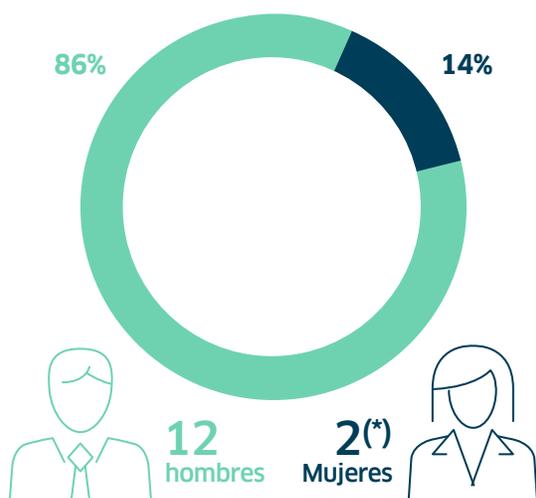
Remuneraciones del Directorio (*)

DIRECTOR	31-12-2021 KUSD	31-12-2020 KUSD
Cristián Eyzaguirre	102	93
Mauro Valdés	102	93
Claudio Iglesias	102	93
Total honorarios por remuneración del Directorio	306	279

*Los señores Frank Demaille, Hendrik De Buyserie, Marc Jacques Z. Verstraete y Aníbal Prieto Larrain renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo como director de la Sociedad.

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

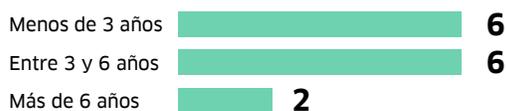
Directores por género



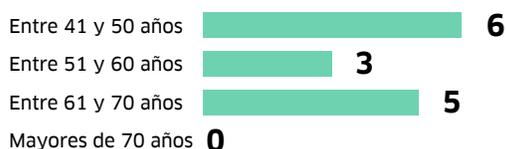
(*) Directoras suplentes.

(**) Incluye directores titulares y suplentes.

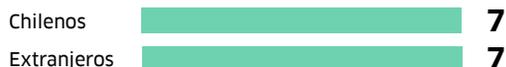
Directores por antigüedad



Directores por rango de edad



Directores por nacionalidad (**)



2.4 COMITÉ EJECUTIVO

El Comité de Ejecutivo está integrado por un grupo diverso de profesionales de amplia trayectoria.



Axel Levêque
Gerente General

- Ingeniero
- RUT 14.710.940-7
- Septiembre de 2014



Andrea Cabrera (*)**
Gerente Corporativo de Recursos Humanos

- Traductora
- RUT 10.335.476-5
- Septiembre de 2018



Gabriel Marcuz
Gerente Corporativo de Operaciones

- Ingeniero Civil
- RUT 21.273.633-3
- Enero de 2019



Eduardo Milligan
Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos

- Economista
- RUT 25.672.615-7
- Febrero de 2017



Luis Meershon
Gerente Corporativo Comercial

- Ingeniero Comercial
- RUT 13.232.514-6
- Febrero de 2020



Carlos Regolf
Gerente Corporativo de Implementación de Proyectos

- Ingeniero Civil
- RUT 14.524.773-k
- Mayo de 2019



Fernando Valdés
Gerente Corporativo Asuntos Legales

- Abogado
- RUT 13.038.373-4
- Enero de 2019



Pablo Villarino
Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

- Abogado
- RUT 9.904.494-2
- Enero de 2019

*Las fechas corresponden al periodo en que asumió el cargo.

(**) Se desempeñó en la Compañía hasta el 31 de diciembre de 2021.

2.4.1 Remuneraciones

La política de compensación de los ejecutivos y el gerente general, incluyen beneficios y un bono anual que está sujeto a un modelo de evaluación de desempeño que contempla una combinación de los objetivos personales -evaluados en función del qué y el cómo se logran- y el resultado de otros indicadores estratégicos para la Compañía, entre los que se

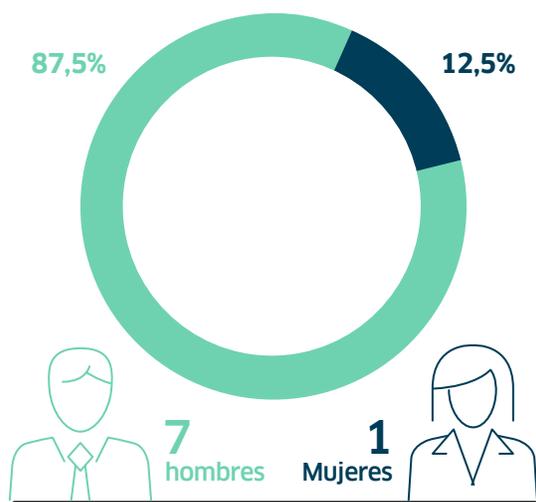
consideran metas Financieras y vinculadas al ámbito ESG (Environmental, Social and Governance) de Seguridad Laboral y Socio Ambiental. Este último KPI mide la gestión de aquellos incidentes no deseados que, independientemente de si generan daño ambiental, sí pueden provocar una conmoción social con efecto en la reputación de la Compañía.

Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales

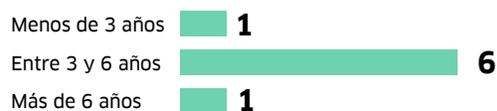
	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Remuneraciones	2.158	2.993
Beneficios de corto plazo	398	328
Total	2.556	3.321

DIVERSIDAD EN EL COMITÉ EJECUTIVO

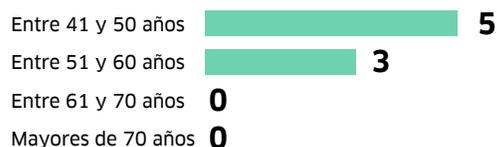
Ejecutivos por género



Ejecutivos por antigüedad en el cargo



Ejecutivos por rango de edad



Ejecutivos por nacionalidad





2.5 ÉTICA Y CUMPLIMIENTO

Nuestra Compañía cuenta con un sistema de gestión para la ética corporativa que busca promover una conducta organizacional fundada en valores y buenas prácticas, y garantizar un total apego al cumplimiento legal.

El sistema está conformado por políticas y normativas internas, y un canal de denuncias alojado en el sitio web de la empresa, al que tienen acceso las personas que trabajan para la Compañía, proveedores, contratistas y otros grupos de interés. La plataforma recibe denuncias sobre cualquier situación que sea considerada contraria al Código de Conducta y Ética en los Negocios, Manual de Prevención de Delitos, Manual de Cumplimiento de Normas de Libre Competencia, y cualquier otra política ética de ENGIE Energía Chile y del Grupo ENGIE. Todas las denuncias recibidas son debidamente investigadas.

La Compañía mantiene un Comité de Ética el cual es convocado por el Oficial de Ética, o por el Encargado de Prevención del Delito en razón de la naturaleza de la denuncia recibida, con el objeto de revisar las investigaciones y decidir medidas o sanciones aplicables.

A su vez, el Encargado de Prevención del Delito recibe las denuncias, debiendo exponer su labor

en el Directorio semestralmente, y cada vez que al menos uno de sus integrantes así lo solicite. Con todo, tan pronto sea posible, en caso de que se detectaren situaciones irregulares sustantivas, sea debido a su gravedad o al monto involucrado o en riesgo, se deberá reportar la situación irregular al Directorio y al Oficial de Ética.

2.5.1 Canal de denuncias

Al cierre de 2021, a través del canal de denuncias, se canalizaron 64 denuncias, todas las cuales fueron debidamente investigadas. Ninguna de ellas estaba relacionada con la Ley N° 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, ni por incumplimiento en temas de libre competencia.

64

Nº DE DENUNCIAS
RECIBIDAS

64

Nº DE DENUNCIAS
INVESTIGADAS



Adicionalmente, este año reportamos al grupo ENGIE la actividad de nuestro canal, a través de su nueva plataforma digital habilitada para recibir denuncias provenientes de personas que trabajan en la Compañía, proveedores, contratistas, y otros grupos de interés. La iniciativa surge a partir de una ley francesa que obliga a las empresas que operan en ese país a contar con Planes de Vigilancia para detectar la ocurrencia de potenciales delitos en sus operaciones locales y en las que están en el extranjero.

2.5.2 Capacitaciones

En 2021 mantuvimos nuestro programa de capacitaciones en ética, prevención de delitos en el marco de la Ley N° 20.393 y libre competencia, dirigido a las personas que trabajan en la Compañía y, especialmente, a quienes desempeñan tareas más expuesta a los requerimientos legales. Las charlas se realizaron bajo formato online y entre sus contenidos están los nuevos delitos incorporados por la Ley N° 20.393.

Otro aspecto relevante fue la recertificación de nuestro modelo de prevención de delitos. El proceso fue realizado por la empresa Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada que, a partir de 2021 será la empresa que certificará nuestro modelo.

2.5.3 Nueva LEY 21.314

El 13 de abril de 2021 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.314 que establece nuevas exigencias de transparencia y responsabilidades para las sociedades anónimas, agentes de mercado, entre otros.

La nueva legislación, que entra en vigencia en febrero de 2022, modifica, entre otros cuerpos legales, la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, con nuevas normas para quienes ejercen el rol de directores.

Bajo ese contexto, este año trabajamos en la adecuación del Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado. Nos enfocamos, específicamente, en el Periodo de Bloqueo con nuevos plazos en donde directores, Gerente General, Gerentes Corporativos, Gerentes de Área, ejecutivos principales y el secretario del Directorio de la Sociedad, deben abstenerse de adquirir o enajenar, para sí o para terceros, relacionados con ellos o no, valores de nuestra Compañía.

También, la nueva ley le encomienda a los directorios la creación y difusión de una política general de elección de directores en sus sociedades filiales. En esa dirección, el Directorio de la Sociedad acordó implementar dos nuevas políticas de gobierno corporativo: (i) la Política sobre Designación de directores en filiales, y (ii) la Política sobre Manejo de Conflictos de Interés.



ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO

Nuestra estrategia de crecimiento se plantea el desafío de crear valor a través de un desempeño económico rentable, que al mismo tiempo cuida a las personas y el medio ambiente. Hacia el año 2025 nuestra capacidad instalada estará compuesta en un 60% por energías renovables.

3.1 Transformación hacia 2025

3.2 Transición Justa

HACIA LA CARBONO NEUTRALIDAD

Nuestra estrategia de crecimiento se plantea el desafío de crear valor a través de un desempeño económico rentable, que al mismo tiempo cuida a las personas y el medio ambiente. En esa dirección y en medio de las crecientes preocupaciones por los efectos del cambio climático, en 2015 anunciamos que la generación en base a carbón ya no formaba parte de nuestro plan de desarrollo y que nuestros esfuerzos se centrarían en transitar hacia la generación de energías renovables. Esta decisión marca un antes y un después en nuestro negocio, considerando que la generación térmica explica más el 90% de nuestros ingresos y gran parte de nuestra capacidad instalada.

Como parte de nuestra preparación, en 2019 comunicamos el cierre de nuestras primeras unidades térmicas junto con un plan de inversión para incorporar 1.000 MW de energías renovables en nuestro portafolio. Adicionalmente, convocamos a nuestros principales clientes del sector minero a un programa gradual de reconversión de sus contratos de suministro de energía para transformarlos en acuerdos basados en energías renovables. De esta forma, los impactos favorables de nuestra descarbonización lograban un alcance mayor.

En 2021, nos propusimos acelerar este proceso. Desde el Palacio de La Moneda comunicamos al país nuestra decisión de desconectar la totalidad

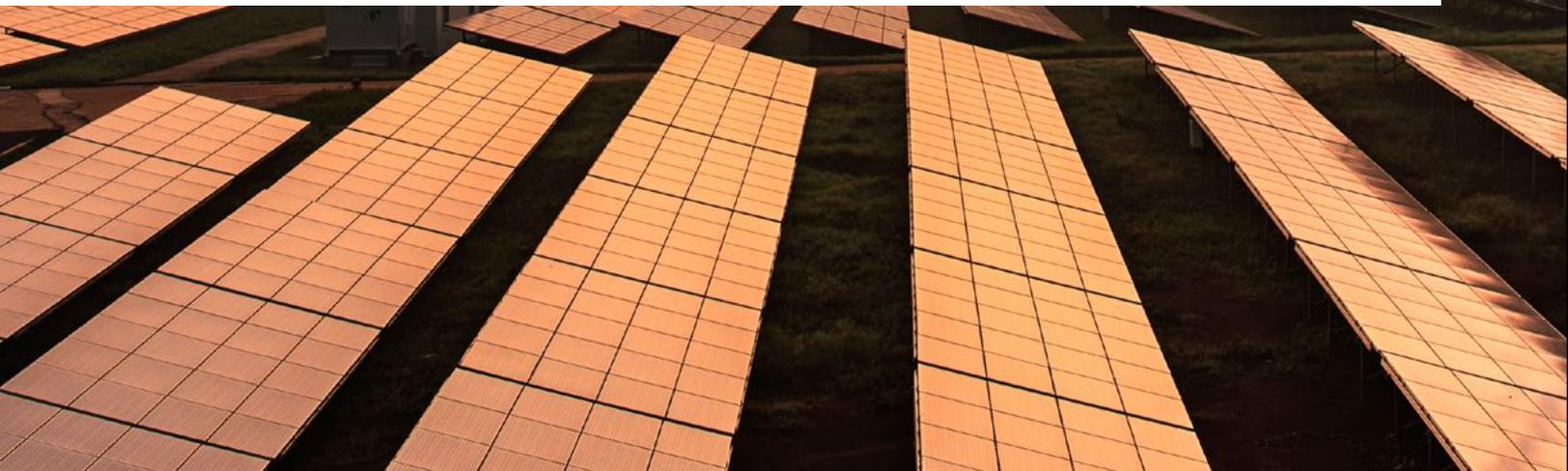
de nuestras centrales a carbón para el año 2025, así como un plan de inversiones adicional por otros 1.000 MW de energías renovables.

Concretar este plan en su plenitud implica una inversión superior a 1.500 millones de euros al año 2025, y significará una reducción del orden de 5 millones de toneladas de CO₂ eq anuales respecto de las emisiones actuales. Esta disminución equivale a sacar de circulación 1,6 millones de autos (cerca del 30% del parque automovilístico total de Chile).

Para el año 2025, nuestro negocio de generación estará basado en un 60% en energías renovables, lo que conlleva una serie de desafíos en todos los ámbitos de gestión de la empresa.



Te invitamos a revisar en este video nuestra historia de cambios



3.1 TRANSFORMACIÓN HACIA 2025

En los próximos cuatro años, estaremos enfocados en lograr los objetivos y desafíos que involucra nuestro plan hacia 2025.

Con ese propósito, diseñamos un programa de transformación que abarca todos los ámbitos de la Compañía, en el que destacan retos como:

- la renovación de nuestros activos de generación;
- avanzar en la reconversión de nuestros contratos de suministros de largo plazo (PPA) todavía indexados al carbón;
- desarrollar un nuevo portafolio comercial;
- dotar a la organización y a las personas que la conforman de las herramientas y habilidades que se requieren para liderar un cambio de esta envergadura, porque dependerá de nuestros equipos ser exitosos en la ruta que nos propusimos recorrer.

Los principales ámbitos abordados en esta estrategia son:

3.1.1 Reorganización de las líneas de negocio

A partir de este año y en línea con la nueva estrategia del Grupo ENGIE, reestructuramos nuestro negocio en las siguientes áreas:

Generación Térmica. Esta área gestiona la operación de las unidades térmicas, así como el plan de cierre y la reconversión de las unidades a carbón.

Generación Renovables. Está a cargo del despliegue de los activos renovables en todas sus etapas: diseño, construcción, operación y mantenimiento, entre otras.

Redes e infraestructura de servicios energéticos. Considera la gestión de nuestras líneas de negocio en Transmisión, Puertos y Gasoducto.

Áreas de soporte. Las nuevas líneas de negocio serán asistidas por áreas transversales, entre las que se cuentan Personas, Legal y Asuntos Corporativos.



3.1.2 Recambio del portafolio de activos

- En un plazo de cuatro años, desconectaremos del sistema 800 MW de energía a carbón provenientes de las Unidades 14 y 15 de Tocopilla y 1 y 2 de Mejillones. La desconexión de las primeras estaba programada para 2021, pero atendiendo las urgentes necesidades de suministro de energía del país, la autoridad nos solicitó postergarla para 2022. En paralelo, iniciamos el cierre y desmantelamiento de las Unidades 12 y 13 de Tocopilla, un proceso pionero en su tipo en Chile.
- Reconvertiremos tres centrales a carbón que están operativas y que en conjunto suman 700 MW. La central IEM (377 MW) operará con gas natural, mientras que las centrales Andina (CTA) y Hornitos (CTH), que en conjunto equivalen a 355 MW, funcionarán con biomasa a partir del año 2025.
- En forma simultánea, iremos integrando 2.000 MW renovables a nuestra capacidad instalada. Cerca de 300 MW ya están operativos (Los Loros, Monte Redondo, Parque Calama, Central Chapiquiña, Pampa Camarones, Parque Solar Andacollo) y 380 MW están en construcción, con un alto porcentaje de avance (PV Tamaya, PV Coya y PV Capricornio). **Más información en página 47.**
- Adicionalmente, nos adjudicamos dos concesiones licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales, en Pampa Fidelia y Pampa Yolanda, ubicadas en la Reserva Eólica de Taltal, Región de Antofagasta. Estos terrenos permitirían construir proyectos de energía renovable, eólicos o solares, de una potencia total estimada de hasta 1.500 MW.

3.1.3 Contratos Verdes

En este proceso de cambio, nuestros clientes tienen un papel clave, puesto que los contratos de suministro de energía de largo plazo (PPA) son el principal respaldo para el plan de inversiones que estamos desarrollando.

En 2019, en el marco del inicio de la renegociación de nuevos acuerdos comerciales, propusimos a nuestros clientes del sector minero desindexar sus tarifas a los costos del carbón y reemplazarlas por el índice CPI, lo que les permite optar a precios más bajos y reducir la huella de carbono en sus operaciones.

Al cierre de 2021, nuestros contratos de energía ascendían 12 TWh con un promedio de duración de 10 años. El 75% (4,8 TWh) del total de los contratos que tenemos con clientes libres, corresponden a los denominados PPA Verdes.



CIFRAS DE LA TRANSFORMACIÓN



Equivalencia

1,6 millones de autos fuera de circulación
(30% del parque automotor de Chile)

Proyectos renovables

+ 2.000 MW

Hoy



1.000 MW
en distintas etapas



382 MW
de esos 1.000 MW
actualmente en construcción

Más información sobre nuestro proceso de transformación en www.engie.digital/transformacion-engie



3.1.4 Transformación Cultural

Desde el punto de vista operativo, este transitar desde grandes unidades térmicas concentradas en el norte de Chile a unidades de menor tamaño, desplegadas en todo el país, requerirá de nuevas competencias y habilidades para las personas que trabajan en la Compañía, como también de procesos ágiles para responder a tiempo las necesidades de los clientes en un entorno altamente competitivo y los requerimientos de los grupos de interés que irán surgiendo en esta amplia y dispersa área de influencia.

Este desafío lo abordaremos a través de un plan que considera seis pilares y contiene más de una veintena de proyectos que ya están en marcha.

El proceso de transformación va acompañado de una reorganización de la estructura en función de las

nuevas líneas de negocios, lo que implica un proceso de cambio para el cual nos estamos apoyando en herramientas especializadas como ENGIE Ways of Working. **(Más información en la página 70).**

A nivel de gestión de procesos, estructuraremos el funcionamiento entre las áreas de soporte al negocio (como Finanzas, Legal, Recursos Humanos y Asuntos Corporativos) con las áreas de desarrollo e implementación de los proyectos renovables y redes, a partir de acuerdos de niveles de servicio (SLA: Service Level Agreement). Estos acuerdos permiten fijar expectativas de plazo y estándares de calidad para los entregables requeridos por cada proyecto. Con ello, se busca potenciar la agilidad necesaria para que la organización pueda implementar las iniciativas en tiempo y forma.



Eduardo Milligan,

Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos



Decidimos acelerar nuestro proceso de transición hacia energías más renovables, porque estamos comprometidos con la acción climática, así como también lo están nuestros clientes y accionistas principales. En esa dirección, suscribimos el primer financiamiento verde que entrega el BID INVEST. Esta operación involucra exigentes requerimientos que no están presentes en un financiamiento tradicional, pero que decidimos asumir, porque somos una empresa comprometida con un modelo de negocio que crece económicamente y al mismo tiempo cuida a las personas y el medio ambiente. ”



Parque Eólico Calama.

FINANCIAMIENTO VERDE

En 2021 se concretó la entrega de los US\$125 millones provenientes del primer financiamiento verde entregado por BID INVEST para costear la construcción del Parque Eólico Calama. Esta operación, inédita en su tipo para el BID INVEST, constituye la primera monetización a nivel mundial de reducciones de emisiones en el sector energético. El objetivo de esta institución es seguir impulsando este modelo de financiamiento en distintos países para esta y otras industrias.

La operación se estructuró en dos tramos:

- El primero contempló un préstamo senior de BID INVEST por US\$74 millones y de US\$36 millones del Fondo Chino (China Fund).
- El segundo, de US\$15 millones, es un financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés), que comprende un premio -menor tasa de interés- por la aceleración del cierre de las unidades a

carbón. En el marco de este proceso, se diseñó una metodología para medir las emisiones de CO₂ eq que dejaremos de emitir como consecuencia del plan cierre de unidades y el aporte de las unidades renovables que ingresarán en su reemplazo.

La entrega del financiamiento conlleva una serie de compromisos ambientales, sociales y de gobernanza, cuyo cumplimiento debe ser reportado con una frecuencia semestral.

AMBIENTALES

- Manejo de la Biodiversidad. En el Parque Eólico Calama se detectó la presencia de una lagartija endémica de la zona, lo que nos llevó a desarrollar estudios de hábitat críticos y revisar las medidas que se habían tomado durante la construcción para evitar daños a esta especie.



- Implementación de un Plan Ambiental para el Desmantelamiento de las Unidades 14 y 15 de Tocopilla.

SOCIALES

- Habilitación de un canal formal de consultas en el sitio web de la Compañía, que registra la recepción y gestión de cada una de estas comunicaciones.
- Diseño de planes de seguridad para las personas y de respuesta ante la Emergencia de la Central Tocopilla, así como de programas de gestión de riesgos.
- Participación de actores sociales. En este ámbito, documentamos el proceso de participación continua con las comunidades y grupos de interés cercanos a las unidades en Calama y Tocopilla.



Finance Awards

La operación crediticia que cerramos con el BID fue reconocida con uno de los cinco premios globales que entrega el Grupo ENGIE en los Finance Awards en la categoría Sustainable Finance.

GOBERNANZA

- Adecuación de nuestras políticas y procedimientos internos. En ese contexto, actualizamos la Política del Sistema Integrado de Gestión Ambiental con la incorporación del aspecto social.
- Creamos un Manual de Gestión Ambiental y Social.

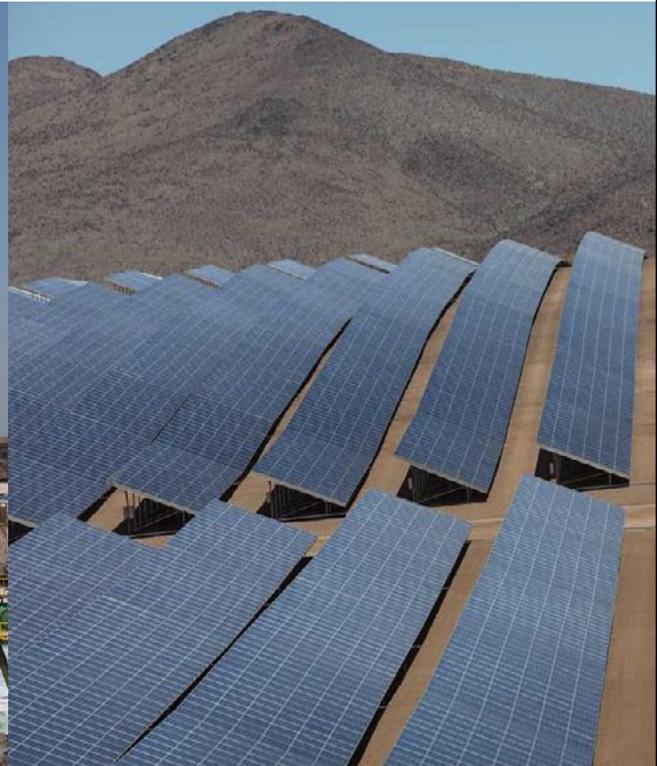
HITOS DE LA TRANSFORMACIÓN



2015-2017



2018



2019

En 2015, **comenzó la construcción de la Línea TEN**, que permitió unificar los sistemas SING y SIC en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Entró en operaciones en 2017.

Anuncio de **cierre de unidades a carbón 12 y 13 de Tocopilla, equivalentes a 173 MW**. ENGIE y sus sindicatos crean la Mesa de Descarbonización para abordar planes de reinserción y reconversión laboral. Se inicia proceso de Transición Justa en la comuna de Tocopilla, con la incorporación de diversos actores y representantes de la comunidad y autoridades locales.

Se inicia la renegociación de los contratos con clientes para desindexarlos del precio del carbón. Los primeros en reconvertirse fueron Codelco, Altonorte y Lomas Bayas, del Grupo Glencore.

El Gobierno y la industria suscriben un acuerdo para el cierre gradual de las centrales a carbón.

Anunciamos un **Plan de 1 GW renovables**, entre proyectos eólicos y solares, y el cierre de 800 MW de unidades a carbón.

Anunciamos el **cierre de las unidades a carbón 14 y 15 de Tocopilla**, por 268 MW para 2021, y de las unidades **CTM1 y CTM2 del complejo Térmico Mejillones** para 2024

Adquisición de los parques solares Los Loros y Andacollo por 54 MWp y 1 MWp, respectivamente.



2020

Se logró un importante acuerdo con el Grupo Antofagasta Minerals para sus operaciones de Minera Antucoya y Minera Esperanza (Centinela).



2021

Cerramos el primer crédito verde entregado por el BID INVEST por US\$ 125 millones para desarrollar el Parque Eólico Calama. Es un modelo pionero se espera replicar en otros mercados del mundo.

Nos adjudicamos una licitación de Bienes Nacionales por terrenos ubicados en Taltal, con un potencial de producción de energía renovable de 1.500 MW.

Anunciamos el **aceleramiento de nuestro cierre de unidades a carbón,** la reconversión a energías limpias de tres centrales y el ingreso de 1.000 MW de energías renovable, lo que totaliza 2.000 MW para el año 2025.

El Parque Eólico Calama, de 151 MW, inicia su operación comercial.

El tercer trimestre de 2021, **fue energizado el Parque Solar Tamaya (114 MWac)**

3.2 TRANSICIÓN JUSTA

En ENGIE Energía Chile estamos conscientes de que nuestra transformación conlleva impactos sociales para nuestros vecinos y también para quienes trabajan en la Compañía. Las operaciones que van en retirada, llevan décadas aportando al dinamismo de la economía local, porque son altamente demandantes de mano de obra, insumos y servicios. Las entrantes, en cambio, requieren de un número sustantivamente inferior de personas, con otra experticia, así como también una menor demanda de servicios asociados.

Desde que anunciamos nuestra salida del carbón, nuestra Compañía se propuso abordar las externalidades positivas y negativas de su transformación a través de un proceso abierto, dialogante y participativo con nuestros grupos de interés internos y externos.

Así surge nuestro plan de Transición Justa, con un enfoque respetuoso y cuidadoso, en donde la cocreación ha sido fundamental en su desarrollo. Contamos con lineamientos y compromisos formales, públicamente conocidos, que configuran una gobernanza que nos permite escalar y dar un mayor alcance a las iniciativas que impulsamos, en las comunidades en donde están desplegadas las operaciones que estamos desconectando, como también en las nuevas unidades renovables.

3.2.1 Gobernanza

Las líneas de trabajo se basan en normativas internas, entre las que destacamos dos políticas. La primera, es la Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local, que busca promover la inserción de trabajadores y proveedores locales en nuestras instalaciones. Este compromiso forma parte de los requisitos en todas las licitaciones de nuestros futuros proyectos. En esa misma dirección, lanzamos la Política de Asociatividad, que incorpora una nueva línea de trabajo en nuestra gestión territorial, orientada a la promoción del acceso de las comunidades a energías renovables, ya sea en los hogares o en la infraestructura pública.

Ambas políticas debutaron con los parques Calama y Coya. En estas dos comunas iniciamos proyectos de fomento de la empleabilidad y desplegamos proyectos renovables destinados a energizar instalaciones importantes para la comunidad. **(Más información de nuestra Gestión Territorial en la página 66)**



3.2.2 Principales planes de acción por Grupo de Interés



PERSONAS QUE TRABAJAN EN LA COMPAÑÍA

Empleabilidad, capacitación y retiros anticipados

En una etapa temprana, constituimos mesas de trabajo con los sindicatos de trabajadores de la Compañía para evaluar de manera conjunta las opciones más adecuadas. Los esfuerzos se dirigieron hacia la empleabilidad, planes de movilidad interna, capacitación y planes de jubilación anticipada en condiciones ventajosas para los beneficiarios.

En el caso de Tocopilla, se realizaron cursos sobre diversas materias, como mantenimiento de aerogeneradores, formación de inspectores técnicos, entre otros. Los últimos dos años también se han ejecutado programas de capacitación para apoyar el emprendimiento, montaje, operación y mantenimiento.

En Mejillones, estamos implementando un plan de acción que considera los aprendizajes de la experiencia en Tocopilla, pero que también se ajusta a las particularidades propias de estas instalaciones.



CONTRATISTAS

Reconversión

Junto al Observatorio Laboral de Antofagasta de la Universidad Católica del Norte (UCN), se realizó el “Estudio de impacto y reconversión de trabajadores por el cierre de las termoeléctricas en Tocopilla”, con el propósito de identificar las posibilidades laborales de quienes se desempeñan, directa e indirectamente, en nuestras operaciones. La muestra consideró 218 entrevistas: 97 correspondieron a personal propio y 121 a empresas contratistas.

Los resultados y conclusiones del estudio sirvieron de base para la elaboración de los planes de reconversión para nuestros equipos internos, y también fueron compartidos con autoridades locales, regionales y nacionales para que puedan utilizarlos en los procesos sociales y laborales de la Transición Justa en Tocopilla.

Adicionalmente, nos permitió reforzar nuestra nueva línea de trabajo territorial con foco en la empleabilidad.



AUTORIDADES Y LÍDERES LOCALES

Socialización temprana del Proceso de Cierre de Unidades

En Tocopilla y Mejillones organizamos encuentros en etapa temprana para informar sobre los planes de cierre y sus principales aristas, a los cuales asistieron los líderes y representantes de la comunidad que participaban en nuestras mesas de trabajo, así como, las uniones comunales, juntas de vecinos independientes, autoridades locales o asociaciones gremiales con las que realizamos un trabajo conjunto, entre otras.

También habilitamos canales de comunicación a través de Facebook, WhatsApp para mantener una línea directa con los públicos críticos.

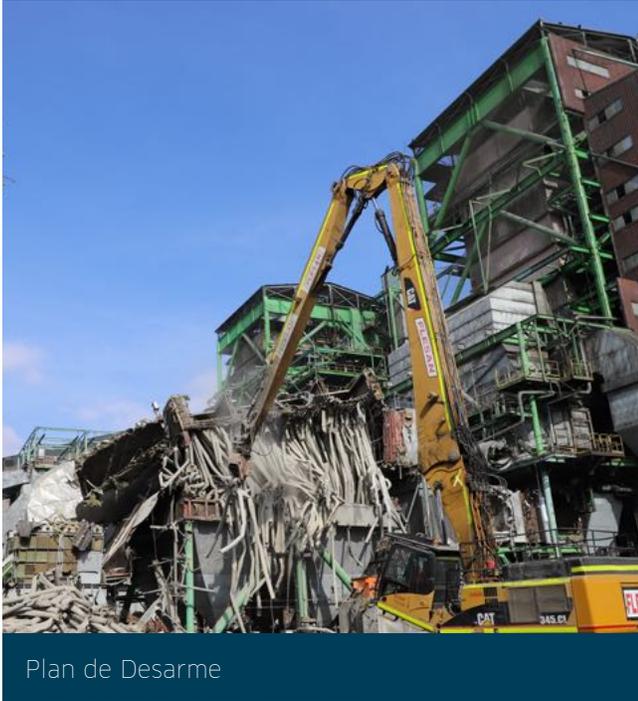


COMUNIDADES

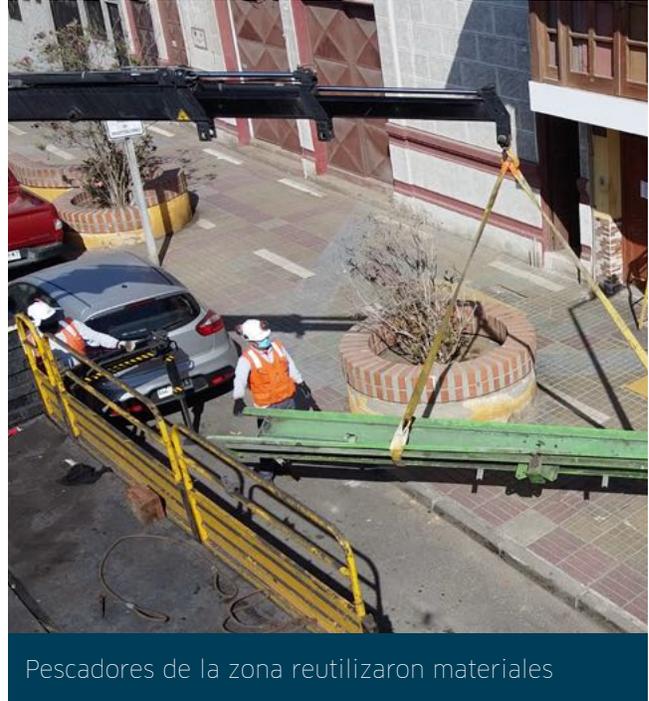
Planes sociales dirigidos a la comunidad de Tocopilla y Mejillones

Mesa de Emprendimiento de Tocopilla. Esta iniciativa surge para apoyar el proceso de reconversión de los vecinos. De esta mesa surgieron fondos concursables dirigidos a emprendedores, pequeñas empresas y asociaciones locales. En los últimos años se han entregado fondos concursables a transportistas locales, asociaciones de taxis colectivos, caletas de pescadores y agrupaciones de turismo juvenil, entre otras. A esto se suma el plan de formación de Mujeres de Tocopilla, que busca profesionalizar el nivel de formación.

Cursos y capacitaciones en Mejillones. En Mejillones estamos realizando cursos y capacitaciones en electricidad domiciliaria, emprendimiento y liderazgo social.



Plan de Desarme



Pescadores de la zona reutilizaron materiales

3.2.3 Plan de desarme social y ambientalmente amigable

En estos 100 años que llevamos en Tocopilla hemos construido vínculos profundos con la comunidad. Generaciones de familias han trabajado directa e indirectamente en nuestras instalaciones, y por eso el anuncio de cierre de estas centrales reviste un sabor dulce y agraz para nosotros y para los vecinos.

Durante este periodo adjudicamos la licitación para el desmantelamiento de las primeras unidades 12 y 13 del Complejo Tocopilla, desconectadas en 2019. La fecha de término está proyectada para el primer trimestre de 2022.

Este proceso, que es inédito, se ha convertido en una fuente de aprendizaje para las unidades venideras. Nos preocupamos de hacer un plan de desarme con nuestro sello ENGIE, cuidadoso y simbólico, en lo ambiental y social, más allá de las exigencias normativas.

Contempló iniciativas ambientales y sociales, junto con un plan de comunicaciones dirigido a los vecinos y sus representantes.

COMUNICACIÓN PERMANENTE

A través de las mesas de trabajo, compuestas por las dos uniones comunales y representantes del municipio, gobernación y seremi de Energía, entregamos permanentemente información sobre el avance del proceso. Dadas las restricciones de la

pandemia, utilizamos Facebook y WhatsApp para las comunicaciones más dirigidas.

Entre los hitos más relevantes del desarme está el desmantelamiento de la chimenea.

REUTILIZACIÓN Y RECICLAJE

Identificamos oportunidades para la reutilización y reciclaje de materiales. Organizamos visitas técnicas dirigidas al personal técnico de las otras unidades, quienes estaban interesados en piezas y repuestos. Con el mismo objetivo, invitamos al Sindicato de Trabajadores Independientes de Pescadores de Tocopilla y Sindicato de Marineros Auxiliadores de la Bahía de Tocopillas para que revisarán materiales y piezas posible de utilizar en sus actividades. Contratamos una empresa especializada (Flesan) que recuperó carretes, pilares y escaleras metálicas, entre otros materiales, solicitadas por el Sindicato.

INICIATIVAS SOCIALES

También iniciamos las obras de hermoseamiento de la Plaza de la Energía de Tocopilla, que fueron encargadas a una empresa local. Las obras, que estarán listas en 2022, consideran la instalación de paneles solares donados por la empresa Flesan.

¿CÓMO NOS EVALÚAN NUESTROS GRUPOS DE INTERÉS?

Encargamos un estudio a una consultora externa para conocer la percepción sobre la imagen y reputación que tienen los representantes de nuestros principales grupos de interés. En particular, quisimos conocer su evaluación sobre nuestra estrategia de descarbonización y su impacto en nuestra imagen. La muestra contempló a autoridades locales, inversionistas, actores de la industria, medios de comunicación y líderes comunales, entre otros.

Entre los principales resultados, los entrevistados destacaron el liderazgo y compromiso de nuestra Compañía con la transición energética que el país está llevando adelante. También la oportunidad, y calidad de la comunicación sobre este proceso, el llevar la delantera con los anuncios de cierre, y los compromisos que asumimos con las comunidades más cercanas.

Autoridad local. "Entre todas las empresas que tenemos en la Región de Antofagasta ENGIE se destaca, siempre dan respuesta, escuchan, están ahí para solucionar los problemas. Para mí en el ranking, los mejores son ENGIE, en todo sentido se relacionan muy bien".



Pablo Villarino,
Gerente Corporativo Asuntos Corporativos

Inversionistas. "ENGIE ha sido una empresa que se ha anticipado a sus desafíos, ha estado muy en línea con la determinación de hacer el país más renovable, cómo aprovechar el potencial del país".

Autoridad Regulatoria. "ENGIE esta cerrando unidades a carbón que apenas fueron inauguradas hace poco, las va a transformar en 2025. Yo creo que eso hace que el compromiso de ENGIE en este proceso sea mucho más nítido que en otros casos. Aunque hay otras empresas que también han dado pasos parecidos, pero en este caso esta es una prueba de amor real de ENGIE al decidir transformar centrales tan nuevas".

Representante de la comunidad. "Pero eso no es culpa de ENGIE (cierre de las unidades). Ellos hacen lo que tienen que hacer y siempre han ayudado".

Actores de la industria. "ENGIE ha tomado decisiones en esta agenda bastante osadas, Liderazgo, innovación. Creo que es bastante sostenible, tiene una mirada positiva y es consecuente con lo que cree, lo ha hecho bastante bien".

Tenemos el enorme desafío de desplegar nos en todo el país, creando valor para nuestra Compañía, sus accionistas y nuestros vecinos y al mismo tiempo apoyar en sus desafíos a aquellas comunidades que nos acogieron por años. ”



GESTIÓN DEL NEGOCIO

En un entorno complejo, nuestras principales líneas de negocios lograron importantes avances en su quehacer en 2021.

- 4.1 Generación Térmica
- 4.2 Generación Renovables
- 4.3 Transmisión
- 4.4 Puertos
- 4.5 Gasoducto
- 4.6 Innovación y Digitalización
- 4.7 Desempeño Económico

Ventas de energía 2021

11.715 (GWH)**+3%**

RESPECTO DE 2020

Generación neta de energía

7.746 GWH**+20%**

RESPECTO DE 2020

Compras de energía en el mercado spot

3.311 GWH**-29%**

RESPECTO DE 2020

4.1 GENERACIÓN TÉRMICA

El ejercicio 2021 fue uno de los más complejos de las últimas décadas para la industria de la generación. El sector se vio fuertemente afectado por una de las sequías más severas de los últimos 60 años, que ocasionó una caída del 20% de la generación hídrica. También por el aumento de los precios de los combustibles, que alcanzó niveles récord históricos, como ocurrió con el carbón -que subió de 100 a 300 dólares por tonelada- y el gas natural.

En tercer lugar, están los efectos de la pandemia que impactaron en dos direcciones: ralentizaron los proyectos renovables propios y de terceros, y también impactaron el funcionamiento de la operación. Esto porque, debido a las restricciones sanitarias y de movilidad de las personas, en toda la industria se postergaron las mantenciones programadas para el año 2020, por falta de personal especializado, lo que terminó impactando en la disponibilidad de las unidades del sistema en 2021.

En medio de esta estrechez del sistema, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) nos instruyó postergar por al menos seis meses, el cierre de las Unidades 14 y 15 de Tocopilla, planificado para fines de 2021. Esta decisión, que acatamos, no estuvo exenta de desafíos, porque para esta fecha ya estábamos trabajando con una dotación reducida en esas unidades.

Pese a este escenario adverso, la generación propia alcanzó un peak de 1.690 MW durante el ejercicio, un récord histórico para nuestra empresa. Se generaron 700 GWh de energía adicionales respecto de 2020, lo que también representa un hito.

4.1.1 Gestión de activos

El plan de gestión de activos iniciado hace dos años para revertir la indisponibilidad de nuestras unidades principales, empezó a dar sus frutos en 2021. Iniciamos este plan con niveles de indisponibilidad con un peak del orden del 40%, y en 2021 terminamos con una indisponibilidad del 10%. Detrás de esta reducción hay un trabajo profundo que implicó una reorganización de las áreas, más de 1.000 nuevos planes de mantenimiento, planes de seguimiento, creación de nuevos KPI's, incentivos en función de la disponibilidad de las unidades y planes de capacitación para todo el personal, entre otras medidas.





Gabriel Marcuz,
Gerente Corporativo de Operaciones



Este fue uno de los años más complejos para la industria en general de los últimos tiempos. En medio de un escenario adverso, la generación propia alcanzó un récord, que principalmente pudimos lograr por el esfuerzo de las personas. ”

Entre el año 2020 y parte de 2021, se desarrollaron planes de mantenimiento para los más de 1.000 equipos críticos de las centrales térmicas Andina y Hornitos -CTA y CTH-, que comenzaron a ejecutarse a fines del primer semestre. En paralelo, se realizaron seis mantenimientos mayores y se cumplieron todos los planes dentro de los plazos planificados, sin sobrecostos y especialmente sin ningún accidente laboral y ambiental.

Otro desafío no menor este año fueron las reiteradas reprogramaciones sobre la marcha de mantenimientos programados como consecuencia de la estrechez del sistema y la poca holgura para realizar estas tareas. Cada mantenimiento involucra la participación entre 200 y 500 personas, algunas provenientes del extranjero. Adicionalmente, estos procesos están encadenados, de manera que el atraso de uno afecta la planificación de los siguientes.

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS

TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)	TIPO DE MANTENIMIENTO
Primer	CTT14	Carbón	Complejo Térmico Tocopilla	16	Programado
Segundo	IEM	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	6	Programado
	CTH	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	56	Extra
	CTT16	Gas	Complejo Térmico Tocopilla	6	Programado
Tercer	CTA	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	10	Extra
	CTM2	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	25	Programado
Cuarto	IEM	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	9	Programado
	CTT16	Gas	Complejo Térmico Tocopilla	24	Programado
	CTM3	Gas	Complejo Térmico Mejillones	11	Programado
	CTM1	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	18	Programado
	CTA	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	14	Programado
	CTT16	Gas	Complejo Térmico Tocopilla	47	Programado
	CTH	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	15	Programado

FALLAS RELEVANTES (SUPERIORES A 20 DÍAS)

TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)	DESCRIPCIÓN FALLA
Primer	CTA	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	71	Alta excentricidad en la turbina
	CTT14	Carbón	Complejo Térmico Tocopilla	16	Tubo roto de caldera
	CTM2	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	20	Tubo roto de caldera
	CTT14	Carbón	Complejo Térmico Tocopilla	36	Bajo stock de cal
	TG2	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	144	Falla en motor de arranque
Segundo	CTM2	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	20	Problema sistema extracción de cenizas
Tercer	CTM2	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	32	Tubo roto de caldera
	CTT14	Carbón	Complejo Térmico Tocopilla	22	Tubo roto de caldera
Cuarto	CTT15	Carbón	Complejo Térmico Tocopilla	26	Alta T° en descanso

4.1.2 Reconversión de centrales térmicas

En 2021 presentamos las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) para la reconversión de tres centrales a carbón. En el complejo IEM de Mejillones reconvertiremos a gas la central a carbón que ingresó en 2019, y las centrales térmicas Andina y Hornitos a biomasa.

Como parte del proceso se iniciaron las rondas de consultas y respuestas para los tres proyectos. En 2022 esperamos contratar ingeniería básica para continuar con el proceso.

NUESTROS CLIENTES

Durante 2021 nos focalizamos en consolidar nuestra estrategia de negocios, centrada en la venta de nuestros servicios principales de energía, transmisión, gas y puertos, en lo posible de manera empaquetada para abordar la totalidad de las necesidades de los clientes.

También, ampliamos nuestra relación comercial con Canal 13. Al acuerdo suscrito por el abastecimiento de energía de origen 100% renovable (2018), se sumó la instalación de paneles solares en el techo del emblemático edificio ubicado en Inés Matte Urrejola, con una potencia instalada de 64,7 kWp y que en conjunto generarán anualmente cerca de 84 MWh/año. Esta capacidad permitirá mitigar directamente en el sitio 32 toneladas de CO2 anuales, equivalentes a 64 árboles plantados.

Al cierre de 2021, los clientes que superaban el 10% de la facturación de la empresa eran:

CLIENTES LIBRES

Codelco: Chuquicamata y Minera Gaby.

AMSA: Minera Centinela, con sus faenas Esperanza y El Tesoro; Minera Antucoya y Compañía Minera Zaldívar SpA.

Freeport-McMoran: El Abra.

Glencore: Lomas Bayas y Alto Norte.

CLIENTES REGULADOS

Empresas CGE, Saesa y Enel.

Contrato de suministro con **26 empresas** de distribución del centro y sur del país.



4.2 GENERACIÓN DE RENOVABLES

Entre los hitos relevantes de 2021 destaca el ingreso al sistema del Parque Eólico Calama con cerca de 151 MW. Esta operación se sumó al Parque Eólico Monte Redondo (48 MW), la Central Hidroeléctrica de Laja (34 MW), Central Chapiquiña (11 MW), Parque El

Águila (2MWp), Parque Camarones (6MWp), Parque Los Loros (54 MWp) y Parque Andacollo (1 MWp), estos proyectos suman 307 MW.

En 2021, seguimos avanzando en la construcción de tres proyectos que aportarán otros 382 MW. Estos son:



PARQUE SOLAR PV TAMAYA (*)



114
MWac

99%
Avance Global

Inversión
MM US\$84



PARQUE SOLAR PV CAPRICORNIO



88
MWac

93%
Avance Global

Energización
prevista para
el 3Q 2022

Inversión
MM US\$85



PARQUE SOLAR PV COYA



180
MWac

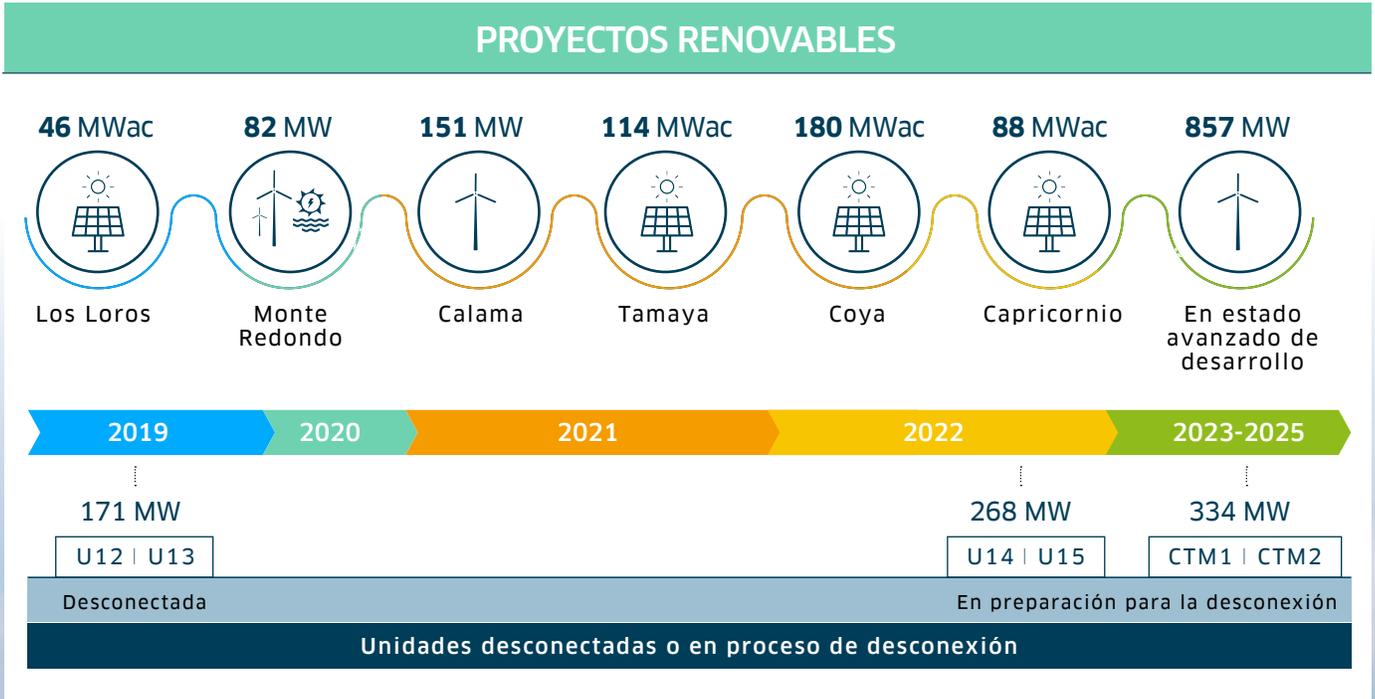
65,4%
Avance Global

Energización
prevista para
el 3Q 2022

Inversión
MM US\$146

(*) Inició su operación comercial en Febrero 2022

Contamos con nuevos proyectos que ya disponen de su permiso ambiental (RCA), mientras que otros están en proceso de preparación de sus Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) y Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA). Estos en conjunto sumarán más de 350 MW a la capacidad instalada de renovables.



4.3 TRANSMISIÓN

En el marco de la última licitación de obras de transmisión regulada para los sistemas zonales y nacionales, en 2021 nos adjudicamos el proyecto Nueva Subestación La Ligua, ubicada en la comuna de La Ligua. El proyecto permitirá robustecer el sistema zonal, así como también generar un punto de conexión de nuevas unidades de generación que se está desarrollando en la zona, principalmente parques solares. La nueva subestación tiene un valor de inversión referencial de US\$21 millones y un plazo de puesta en servicio de tres años, a contar de la publicación del Decreto de Adjudicación.

En 2021, también comenzaron a operar los proyectos El Rosal, Algarrobal y Nueva Chuquicamata, y finalizamos las obras del Bypass Crucero.

NUESTROS PROYECTOS

Subestación seccionadora Dolores (110 KV)

Expansión subestación Pozo Almonte (110 KV)

Subestación seccionadora Tamarugal + Línea de 1x66 KV

Subestación seccionadora La Negra

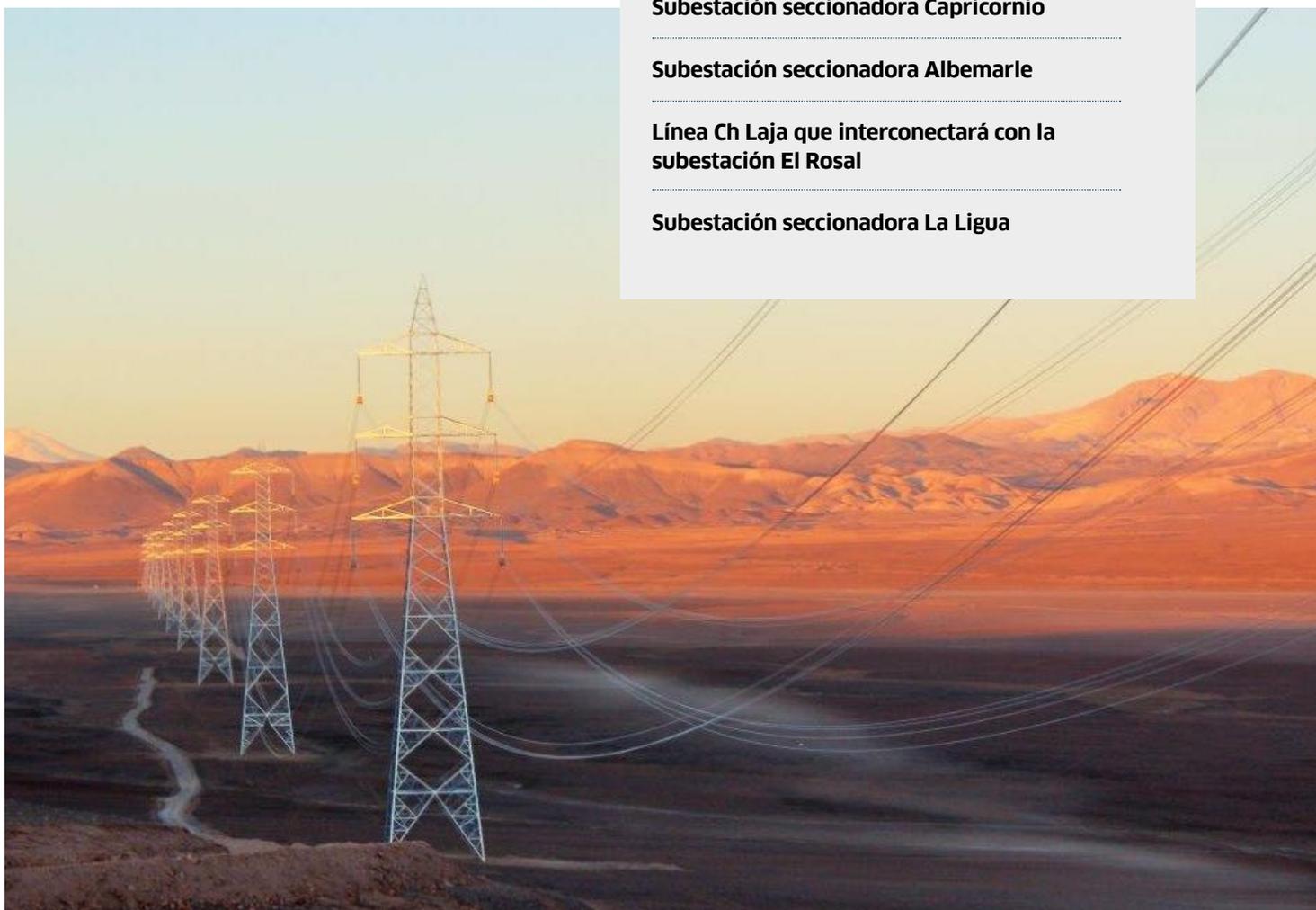
Subestación seccionadora Roncacho

Subestación seccionadora Capricornio

Subestación seccionadora Albemarle

Línea Ch Laja que interconectará con la subestación El Rosal

Subestación seccionadora La Ligua

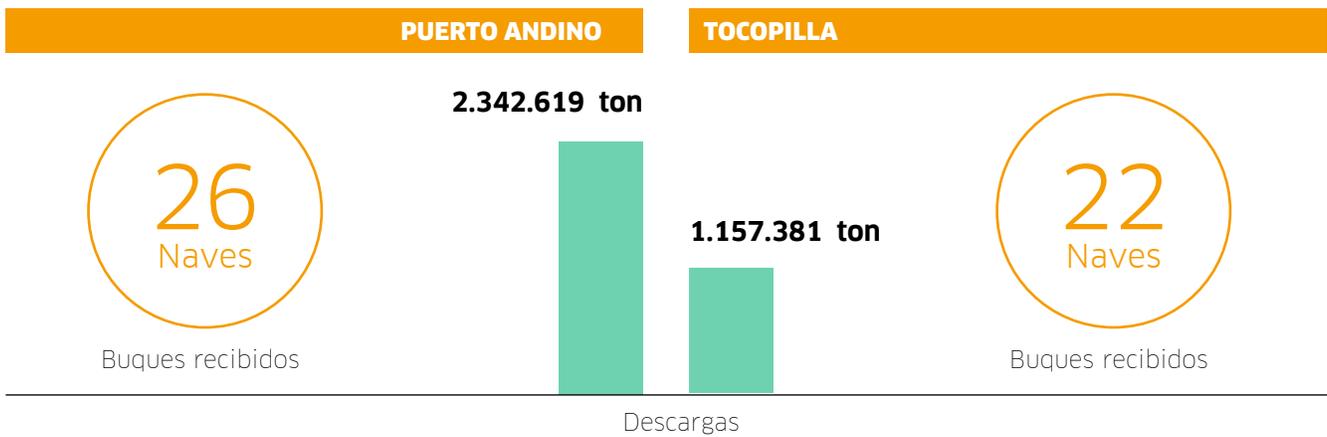


4.4 PUERTOS

En relación a nuestra actividad portuaria, en 2021 casi se duplicó el número de barcos atendidos respecto del año anterior. Se atendieron 48 naves: 22 corresponden a Tocopilla (1.157.381 ton) y 26 a Mejillones (2.342.619 ton) en comparación con 2020, cuando se descargaron 25 naves (9 y 16, respectivamente).

En total, descargamos 3,5 millones de toneladas de carbón, un 59% más respecto de 2020, cuando se descargaron 2,2 millones de toneladas.

Cumplimos con los mantenimientos mayores planificados para cada puerto. Mejoramos los KPI's de Pronto despacho/Demurrage, considerando el aumento de naves. Nos certificamos bajo las trinormas ISO-OHSAS (9001, 14001 y 45001), referidas a seguridad, medioambiente y calidad.



4.5 GASODUCTO

Las operaciones relacionadas con el transporte de gas se mantuvieron de manera ininterrumpida en 2021. Durante este periodo se transportaron 611 millones de m³ de gas, un 10% menos que en 2020.

En cuanto a las mantenciones, se instaló una válvula limitadora de presión para estabilizar la presión de

llegada a la ciudad de Tocopilla a 50 bar máximo. También se realizó un cambio de cañería en la llegada a la central térmica Tocopilla, que no tuvo impacto en el suministro, ya que se ejecutó durante la parada anual de planta de la Unidad 16.





4.6 INNOVACIÓN Y **DIGITALIZACIÓN**

La innovación y la digitalización son claves en nuestra estrategia de desarrollo. En materia de innovación, en 2021 los esfuerzos estuvieron centrados en la digitalización y su impacto en la búsqueda de eficiencias y mejoras. Se desarrollaron iniciativas para apoyar la adaptación a una nueva forma de trabajar, que involucra la incorporación de nuevas habilidades y tareas a nivel organizacional. Con ese objetivo, se realizaron talleres y se adaptaron herramientas tecnológicas para brindar un ambiente digital amigable, que facilitara el trabajo colaborativo y con una alta interacción.

Entre las actividades realizadas, se dictó un taller de digitalización de finanzas, del que surgieron 202 propuestas, de las cuales 18 fueron pre-seleccionadas. También realizamos un taller dirigido al área de Renovables, con el objetivo de definir las prioridades de digitalización desde la mirada de sus integrantes. Adicionalmente, desarrollamos un tercer taller para las personas que trabajan en diversas áreas, con el objetivo de identificar, desde sus puestos de trabajo, tareas y procesos que pueden ser automatizables o digitalizables.

Gestor documental

En 2021 actualizamos el gestor documental de políticas y procedimientos a nivel Compañía. El foco es agilizar la gestión documental en la complejidad de diferenciar la documentación térmica de la renovable, para así organizar la documentación orientada a la línea de negocios.

Recertificación de las normas ISO

En la búsqueda de la excelencia en su operación, en 2021, se recertificó el Sistema Integrado de Gestión, "Simple", bajo tres estándares normativos: ISO 9001 (Calidad), ISO 14001 (Medioambiente) e ISO 45001 (Seguridad y Salud en el Trabajo). El alcance del proceso de recertificación se amplió a sitios de generación renovable, como el Parque Eólico Monte Redondo.



4.6.1 Digitalización

Definimos tempranamente una estrategia digital que nos brinde el soporte que necesitamos para mantener una continuidad operacional garantizada.

Durante 2021, se logró mantener la continuidad operacional de todos los procesos de negocio. Alcanzamos una Disponibilidad de 99.95% de aplicaciones críticas (Operación Comercial, SCADA, Office365, SAP) y generamos un ahorro aproximado de 890 kUSD/año.

En 2021 se implementaron 77 iniciativas digitales que permitieron eficientar los procesos de la empresa, generando eficiencias (automatización de reportes, eliminación de Excel por bases de datos, etc.) en 2.400 horas hombres (HH) internas. Destacan principalmente el avance en áreas de Portafolio/Comercial, Operación ERNC, RRHH y Finanzas para efectos de Gestión del Portafolio Digital ENGIE Chile, y la sistematización en el monitoreo y control de avance del portafolio por GBU, country y gerencias a través de un reporte, alcanzando en el año un cumplimiento del portafolio de 95%.

En cuanto a ciberseguridad y cumplimiento framework ICS, en 2021 llegamos a un 92,8% de cumplimiento a nivel empresa en los sitios más críticos. En el área Térmica fue del 95,92% en el área Red - GAS del 95,7% en el área de ERNC del 91,9% y en el área de Red-Transmisión de 87,7%.

Otras iniciativas relevantes en 2021

Monitoreo y control de la continuidad operacional.

Se sistematizó el reporte de Gestión Continuidad Operacional SD, que monitorea los principales KPI's en formato Balance Scorecard.

Aplicación Vamos. Permite reservar espacios compartidos en las instalaciones de oficina desde cualquier dispositivo, velando por el cumplimiento de los aforos.

Conocimiento y Aprendizaje: Exploramos la incorporación de nuevas tecnologías para optimizar el trabajo. Desarrollamos tres pilotos: uno para la automatización de dos reportes contables utilizando RPA (Robots), que han logrado eficientar las horas hombre del equipo contable en tareas rutinarias. Un segundo piloto fue el Twin en Plantas Solares, que aplicó en PV El Águila, y que consiste en simular la operación de la instalación a escala utilizando Inteligencia Artificial y Machine Learning, con lo cual se espera se eficiente el proceso de mantenimiento. El tercero fue para capturar predicciones eólicas y solares, con información de empresas externas y datos de mercado.

Plataforma de Seguridad Perimetral: Implementamos una moderna plataforma de Seguridad Perimetral Integral, que utiliza tecnología IoT (Cámaras, radares, parlantes) y analítica. Esta es monitoreada remotamente desde el Centro de Control de Seguridad ubicado en S/E Antofagasta. Actualmente, se están monitoreando 10 sitios, en los Parques Solares El Águila y Andacollo, en las Subestaciones de Antofagasta, Crucero, El Cobre, Pozo Almonte, El Rosal y Algarrobal, y en los Parques térmicos de Tocopilla y Mejillones. Esta solución ya permitió persuadir y evitar un intento de robo en PV Andacollo.

Ingresos por Ventas de Energía

MM US\$1.308,5**+12%**

RESPECTO DE 2020

EBITDA

MM US\$314,5**-31%**

RESPECTO DE 2020

4.7 DESEMPEÑO ECONÓMICO

4.7.1 Venta de Energía

En 2021, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.308,5 millones, aumentando un 12% (US\$143,3 millones) con respecto de 2020. Este incremento se explica por la recuperación de la demanda de clientes regulados y los mayores precios promedio monómicos, tanto para clientes libres como para clientes regulados. Los mayores precios medios de la energía vendida se debieron a aumentos en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón).

En lo que respecta al volumen de energía, se observa una ligera recuperación en las ventas a clientes regulados, producto de menores restricciones en la actividad debido a los mejores indicadores asociados al COVID 19, la que sin embargo se vio mermada por la menor prorrata de ENGIE dentro de los contratos con clientes regulados debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos de suministro eléctrico.

En términos físicos, las ventas al mercado spot aumentaron debido a la mayor generación de la Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Los Loros, así como a la entrada en operaciones del Parque Eólico Calama y la energización total del parque fotovoltaico Tamaya. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CEN.

El ítem ventas de gas se mantiene similar al del periodo anterior. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). En este periodo, esta partida incluye un ingreso de US\$13,7 millones asociado al pago por parte de ENGIE Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales de acuerdo al contrato de suministro renegociado con AMSA, que considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados. En tanto, en 2020, esta partida reconoce US\$31,7 millones por este concepto. Adicionalmente, los otros ingresos operacionales en 2021 incluyen US\$7,4 millones en compensaciones de seguro por lucro cesante por siniestros pasados ocurridos en las centrales IEM (US\$5,3 millones) y CTA (US\$2,1 millones).





4.7.2 Generación Bruta de Electricidad

La generación bruta de electricidad aumentó un 21% en 2021 con respecto al año anterior, especialmente por el aumento de la generación en base a carbón.

En este escenario, hubo una mayor contribución de la generación a carbón, a gas y renovable, debido a la compra de Eólica Monte Redondo en julio de 2020, así como por el aporte del Parque Eólico Calama, que entró en operación comercial durante el cuarto trimestre, y por la energización de PV Tamaya.

4.7.3 Costos

En 2021, el ítem de costo de combustibles registró un aumento de 72% (US\$195 millones), debido a la mayor generación propia y a la importante alza de precio de las commodities a nivel mundial.

El ítem 'Costo de Compras de Energía y Potencia en el mercado spot', aumentó en US\$80,1 millones (25%) respecto a 2020, fundamentalmente por los mayores precios medios de compra pese a la disminución de 29% en el volumen de compra. Este mayor costo se explica por la menor disponibilidad de agua en el sistema, la menor disponibilidad de GNL y de gas argentino, así como también por la falla y/o mantenimiento de unidades eficientes del sistema, aun cuando se dieron altos niveles de generación con medios renovables.

Parte de los contratos de venta de energía fueron suministrados con contratos de respaldo con otros operadores del sistema (639 GWh), un 27% superior respecto al año anterior, producto de nuevos contratos y aumentos de volúmenes contratados en el periodo.

El costo de depreciación en 2021, fue levemente superior al del año anterior, debido a las altas de activos al término de la construcción de proyectos (Parque Eólica Calama), y mantenimientos mayores de las centrales.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención, primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Además, en el primer trimestre este ítem consideró una prima de US\$11,9 millones por la cancelación de un embarque de gas natural.

Estabilidad en la clasificación de riesgo

Al cierre del período, Feller Rate comunicó que ratificó la clasificación de solvencia de ENGIE Energía Chile, en AA-. Ratificó además la clasificación de sus acciones en Primera Clase Nivel 2 y cambió las perspectivas de Positivas a Estables, en respuesta a los mayores desafíos ante la eventual aceleración del plan de inversiones y su correcta ejecución, junto con la generación de EBITDA.

Por su parte, Fitch Ratings ratificó la clasificación en escala nacional a largo plazo de ENGIE Energía Chile S.A. (ENGIE Energía Chile) en 'AA(cl)' y las clasificaciones de riesgo en escala internacional de largo plazo en moneda extranjera y local en 'BBB+'. También ratificó la clasificación de los bonos no garantizados por US\$850 millones en 'BBB+' y la clasificación de acciones en 'Primera Clase Nivel 2(cl)'. La Perspectiva es Estable.

Los gastos de administración y ventas fueron levemente superiores a los del mismo periodo del año anterior.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, que presentan un bajo orden de magnitud. En esta partida se incluye el reconocimiento de la participación en el resultado neto reportado por TEN, que fue una pérdida de US\$1,9 millones en 2021 en comparación con una utilidad de US\$4,4 millones en 2020. Esta pérdida se produjo por el reconocimiento contable retroactivo de los posibles efectos estimados de la aplicación del nuevo decreto tarifario que aún se encuentra en tramitación.

4.7.4 EBITDA

En 2021, el EBITDA fue de US\$314,5 millones, con una disminución de 31% (US\$140,8 millones), en comparación con el año anterior, debido principalmente a mayores costos de energía suministrada, explicados por un alza de los precios de combustibles y de medios de compra de energía y potencia al mercado spot. El ajuste contable efectuado en TEN explica US\$7 millones de esta disminución.

4.7.5 Ingresos y Gastos Financieros

La disminución en ingresos financieros se debió a menores tasas de interés y menores saldos promedio de efectivo.

El incremento en gastos financieros se debió a que este ítem incluye el efecto que tuvo en los resultados la venta y cesión de los saldos generados a favor de ENGIE por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica (Ley N° 21.185 de noviembre 2019 - "PEC"). El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra, que incluye el descuento aplicado y gastos de la transacción, alcanzó US\$48,7 millones en 2021 y se registró como gasto financiero.

En tanto, en 2020 se incluye el pago anticipado del bono 144A/Reg5 por US\$400 millones que fue refinanciado y pagado en su totalidad en el 1T20, pagando a los tenedores del bono una prima por el rescate anticipado de la emisión. En enero de 2020 ENGIE Energía Chile anunció un programa voluntario de rescate anticipado de estos bonos

("Any and All Tender Offer") sujeto a la colocación de un nuevo bono, que fue emitido exitosamente el 23 de enero de 2020 por un monto de US\$500 millones. Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento original en enero de 2021, para realizar el pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020, la Compañía completó el repago íntegro del bono por US\$400 millones, además del pago de intereses y primas por rescates anticipados que ascendieron a US\$13,6 millones, los que fueron cargados en su totalidad a los resultados del ejercicio en el primer trimestre de 2020. El nuevo bono de US\$500 millones contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual.

La capitalización de intereses en nuestros proyectos en construcción alcanzó los US\$10,1 millones en 2021, por sobre los US\$4,4 millones capitalizados en 2020.

La diferencia de cambio alcanzó una utilidad de US\$22,6 millones en 2021, la que se compara con una pérdida de US\$7,3 millones en 2020, producto principalmente del efecto de la depreciación del peso chileno sobre las obligaciones en moneda local relacionadas a concesiones onerosas que califican como deuda financiera bajo IFRS16.

4.7.6 Ganancia Neta

En 2021, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$47,4 millones que se compara con una ganancia de US\$163,5 millones en el mismo periodo de 2020. Como se explicó anteriormente, esta disminución se explica por el bajo resultado operacional del periodo y por el mayor costo financiero producto de la venta de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por la aplicación de la ley de precio estabilizado al cliente regulado.

4.7.7 Liquidez y Recursos de Capital

Al 31 de diciembre de 2021, ENGIE Energía Chile contaba con recursos en efectivo por US\$215 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$1.025 millones, sin vencimientos de deuda hasta enero de 2025, excepto por un crédito de corto plazo con Scotiabank por US\$50 millones con vencimiento en abril de 2022.





SOSTENIBILIDAD EN ENGIE ENERGÍA CHILE

En ENGIE Energía Chile buscamos que el desarrollo de nuestro negocio genere impactos positivos en el entorno donde operamos. Nuestro modelo de sostenibilidad y sus lineamientos contribuyen con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que conforman la Agenda Global de las Naciones Unidas.

- 5.1 Modelo de Sostenibilidad
- 5.2 Reporte Social
- 5.3 Reporte Ambiental

5.1 MODELO DE SOSTENIBILIDAD

En ENGIE Energía Chile buscamos que el desarrollo de nuestro negocio genere impactos positivos en las personas y el medio ambiente. En esa línea, nuestro modelo de sostenibilidad se enfoca en tres ejes de acción: **Personas, Planeta y Rentabilidad.**

Adicionalmente, contamos con políticas y normativas internas que refuerzan nuestro actuar, así como con indicadores y sistemas de monitoreo en algunos ámbitos, cuyo seguimiento realizamos desde el Balanced Scorecard de la Compañía, con el objetivo de promover a nivel organizacional un comportamiento coherente con nuestro compromiso con un crecimiento responsable.



5.1.1 Con foco en los ODS

En el marco de nuestra gestión de la sostenibilidad y de los indicadores ESG, en ENGE Energía Chile, avanzamos en la implementación de una estrategia y un plan de trabajo para posicionar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en el centro de nuestro quehacer.

Para este trabajo nos basamos en la reciente actualización de la Estrategia de Sostenibilidad del Grupo ENGE, que adopta los ODS como pilares estructurantes para canalizar iniciativas que tengan impactos positivos en los entornos donde opera.

Sobre la base de esta experiencia, en 2021, iniciamos una revisión, para identificar con cuáles podemos contribuir de mejor manera desde nuestra realidad local.

Los pasos que dimos en esa dirección fueron los siguientes:

- Alineamiento interno. Priorización de indicadores, sensibilización y validación de plan de trabajo por parte del Leadership Committee y BPOs.
- Metodología de medición y línea base. Levantamiento y cierre de brechas de medición de indicadores actuales e implementación de nuevas

metodologías alineadas con el Grupo ENGE.

- Reportabilidad. Taller de alineamiento sobre el nuevo sistema de reporting de los indicadores de responsabilidad social y corporativa.

Junto con fortalecer nuestra gestión, esta iniciativa también busca atraer a los inversionistas y agencias de clasificación de riesgos, quienes cada vez asignan un mayor valor al rendimiento extrafinanciero de sus inversiones, y a la gestión de la sostenibilidad. Adicionalmente, contribuye a fortalecer nuestra reputación como una empresa sostenible y generar orgullo para quienes trabajamos en ella.

Finalmente, facilita el reporte de los indicadores de sostenibilidad contemplados en la nueva normativa NCG 461 para memorias financieras, dictada por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

SOSTENIBILIDAD AL CENTRO DE LA ESTRATEGIA DEL GRUPO ENGE

Actuar para acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono, mediante un menor consumo de energía y soluciones más respetuosas con el medio ambiente.

Camino hacia el Net Zero Carbon para el año 2045, en todos los alcances, siguiendo una trayectoria "muy por debajo de 2 °C".

Salida del carbon al 2027.

Inversiones en proyectos y regiones compatibles con nuestros objetivos.

Asignación de presupuestos de carbono e integración del precio del carbón.

Incorporación de los objetivos de carbono en los incentivos de los máximos ejecutivos.



Planeta

Nivel 1 Objetivos Grupo ENGE para 2030

43 MtCO₂eq desde la producción de electricidad alineadas con las metas SBT Trajectory.

52 MtCO₂eq desde las ventas de gas en línea con las metas SBT Trajectory.

58% de energías renovables en el mix de capacidad instalada.

Reducir 45 MtCO₂eq de emisiones de los clientes.

100% de los proveedores elegidos certificados con SBT o alineados a SBT (excluidos la ventas de energía).



Personas

Nivel 1 Objetivos Grupo ENGE para 2030

Tasa de frecuencia no superior a 2.3 punto, considerando a los trabajadores contratistas.

50% de los cargos ejecutivos del grupos ocupados por mujeres.

Lograr 100 puntos en el índice de equidad de género.





5.1.2 Modelo de Inversión Social

Otro aspecto relevante de la gestión 2021 fue la evaluación de nuestro Modelo de Aproximación Temprana, que utilizamos para abordar nuestra área de influencia, que actualmente contempla 24 comunas en 9 regiones del país. Hacia el 2025 estimamos que el 65% de nuestros grupos de interés estará vinculado a los nuevos proyectos renovables que estaremos desplegando en todo el país. Este cambio en la composición de nuestro mapa de stakeholders, nos hizo plantearnos la necesidad de reformular nuestro modelo de relacionamiento.

Bajo el enfoque actual, esta herramienta impulsa iniciativas que desde el punto de vista financiero son catalogadas como gasto. Nuestro objetivo es que sea escalable, y para eso queremos incorporar la visión de inversión social que contempla nuestra Política de Asociatividad, que se enfoca en iniciativas que

fomentan la economía local, emprendimiento, el acceso a energías renovables que contribuyan a la calidad de vida de las comunidades, entre otros aspectos.

En esa dirección iniciamos un trabajo que consistió en establecer líneas de base para identificar oportunidades para el desarrollo de proyectos sociales que tengan más relación con nuestro negocio. En esa línea están las iniciativas que dan acceso a energías renovables a servicios de uso público en sectores vulnerables, o, más específicos, como los vinculados a emprendimientos locales.

Con un enfoque estratégico, decidimos incorporar sistemas de evaluación de impactos en los sitios y lugares donde operamos, para medir los impactos de nuestras iniciativas, y sobre esa base, focalizar nuestras inversiones de una manera más eficiente y eficaz.

5.1.3 Grupos de Interés

En ENGE Energía Chile, la relación con los grupos de interés es un aspecto material para el desarrollo del negocio. Nuestra vinculación con los stakeholders está fundada en una comunicación permanente, de confianza mutua y desarrollo recíproco.

En 2021 estrenamos un nuevo newsletter, ENGE al Día, dirigido a nuestros inversionistas y analistas

financieros, y para mantenerlos informados sobre el negocio y nuestros avances en sostenibilidad.

Adicionalmente, mantenemos una activa comunicación a través de nuestras redes sociales en LinkedIn, Twitter, Facebook, Instagram y Youtube.

ÁMBITO	GRUPO DE INTERÉS	CANAL DE COMUNICACIÓN
 Stakeholders Internos	COLABORADORES	▶ Intranet, Newsletter, Encuesta ENGE & Me, Gestión del Desempeño, Programas de Capacitación y Liderazgo, Campañas Internas.
	SINDICATOS	▶ Procesos de Negociación Colectiva, Reuniones Mensuales.
	COMITÉS PARITARIOS	▶ Reuniones de Trabajo, Paneles y Encuentros Anuales.
 Stakeholders de la Sociedad	COMUNIDADES	▶ Mesas de Trabajo, Gestores Territoriales, Stakeholders Manager, Programa de Dirigentes en la Zona Sur, Memoria Integrada, redes sociales, principalmente.
	ONG	▶ Gestores Territoriales, Stakeholders Manager, Memoria Integrada.
	GREMIOS	▶ Participación en Comités, Mesas de Trabajo, Memoria Integrada.
 Stakeholders de la Autoridad	LOCAL	▶ Mesas de Trabajo, Stakeholders Manager, Memoria Integrada.
	NACIONAL	▶ Conductos Formales, Stakeholders Manager, Memoria Integrada.
 Stakeholders Financieros	ACCIONISTAS	
	ANALISTAS	▶ Junta de Accionistas, Sitio Web Corporativo, Investor Relations Officer, Memoria Integrada, Informes Periódicos al Mercado, Newsletter ENGE al Día.
	BONISTAS	
 Stakeholders del Negocio	BANCOS	
	CLIENTES	▶ Newsletter Mensual, Customer Day, Sitio Web Corporativo, Visitas a Terreno, Comunicación en Redes Sociales, Memoria Integrada.
	PROVEEDORES	▶ Nuevo Portal de Proveedores, Contacto Interno, Reuniones Mensuales con Proveedores Críticos, Capacitación en las plataformas ENGE y Memoria Integrada.
	SOCIOS INDUSTRIALES	▶ Alianzas y Acuerdos.



Instituciones en las que participamos

Acción Empresas
www.accionempresas.cl

Pacto Global
www.pactoglobal.cl

Sociedad de Fomento Fabril (sofofa)
www.sofofa.cl

Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.
www.acera.cl

Asociación de Industriales de Mejillones
www.aimejillones.cl

Asociación de Generadoras de Chile
www.generadoras.cl

Mesa de Eficiencia Energética del Ministerio de Medio Ambiente
www.mma.gob.cl

Asociación de Industriales de Antofagasta
www.aia.cl

5.1.4 Avances y Contribución a los ODS

ÁMBITOS	ODS
 Personas	
	 
	
 Planeta	  
	

AVANCES

COMPROMISOS

GESTIÓN TERRITORIAL

- ▶ Implementamos 10 proyectos de acceso energía renovables para comunidades
- ▶ Relacionamiento con vecinos de 24 comunas de 9 regiones.
- ▶ Lanzamos Fondos Concursables para emprendedores

- ▶ Relacionamiento con el 100% de las comunidades donde operamos

SEGURIDAD LABORAL

- ▶ Cero fatalidades
- ▶ Redujimos en un 23% la tasa de frecuencia.
- ▶ Lanzamos una nueva estrategia de seguridad laboral

- ▶ Cero fatalidades
- ▶ Implementación de una nueva Estrategia de Seguridad Laboral y planes de acción

CAPACITACIÓN

- ▶ Aumentamos en un 91,3% la inversión en capacitación

- ▶ Evaluación de desempeño para el 100% de las personas que trabajan en la Compañía

DIVERSIDAD

- ▶ 22% de las mujeres en cargos de jefatura

- ▶ Alcanzar la paridad de género en posiciones de management al año 2030 (meta Grupo ENGIE)

PROVEEDORES

- ▶ Primer encuentro de proveedores
- ▶ Capacitamos a 300 proveedores en el uso de nuestras plataformas digitales

- ▶ Aplicación de un Due Dilligence ético y criterios ambientales en la selección de proveedores
- ▶ Fortalecimiento del control en el cumplimiento de las obligaciones laborales

- ▶ Bajamos en un 3% la Intensidad de las Emisiones (Ton CO2 eq/MWh) al cierre de 2021 respecto del cierre de 2020.

- ▶ Disminuimos en un 8,9% nuestro consumo de agua

Desconexión de todas las unidades a carbón para el 2025

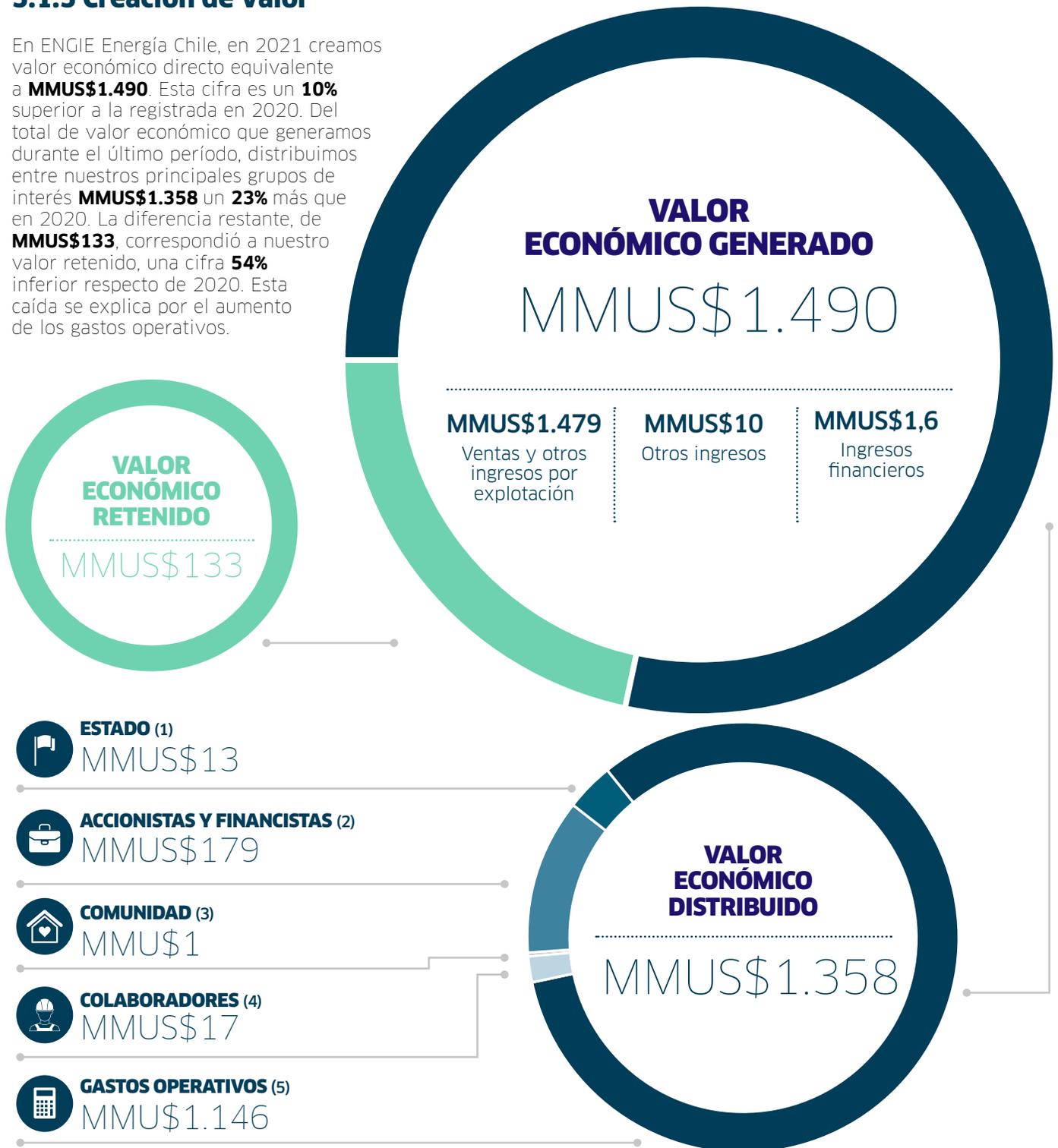
- ▶ Cero multas ambientales en 2021

- ▶ Seis Planes de Biodiversidad operativos



5.1.5 Creación de Valor

En ENGIE Energía Chile, en 2021 creamos valor económico directo equivalente a **MMUS\$1.490**. Esta cifra es un **10%** superior a la registrada en 2020. Del total de valor económico que generamos durante el último período, distribuimos entre nuestros principales grupos de interés **MMUS\$1.358** un **23%** más que en 2020. La diferencia restante, de **MMUS\$133**, correspondió a nuestro valor retenido, una cifra **54%** inferior respecto de 2020. Esta caída se explica por el aumento de los gastos operativos.



(1) Tributos devengados en el ejercicio y recogidos como gasto en los estados consolidados del Grupo, incluyendo el Impuesto sobre Sociedades y los Impuestos Especiales.

(2) Dividendos a accionistas y pagos de interés a proveedores de interés.

(3) Planes sociales desarrollados en el marco de la gestión territorial.

(4) Salarios y prestaciones, excepto capacitación.

(5) Pago materias primas, componentes de productos, instalaciones y servicios adquiridos, arriendo de propiedades, tasas de licencias, pagos de facilitación, regalías subcontratación de trabajadores, costos de capacitación de los empleados o equipos de protección para empleados.

5.2 REPORTE SOCIAL

ENFOQUE DE GESTIÓN

La energía es vital para el progreso de las personas y por eso nuestra preocupación primordial es mitigar los impactos negativos y amplificar los positivos para quienes trabajan y viven entorno a nuestras operaciones. Con ese propósito, brindamos oportunidades de desarrollo laboral y personal, en un ambiente laboral seguro. Propiciamos la empleabilidad, emprendimiento y desarrollo de las economías locales, así como otras iniciativas para mejorar la calidad de vida de sus habitantes.



Personas

5.2.1

Gestión Territorial

- I. Nuevo enfoque
- II. Iniciativas para el autoempleo y emprendimiento
- III. Acceso a energías renovables
- IV. Mesas de trabajo

5.2.2

Gestión de Personas

- 5.2.2.1. Reestructuración interna**
 - I. ENGIE & Me
- 5.2.2.2. Formación**
 - I. Liderazgo
 - II. Evaluación de Desempeño
- 5.2.2.3. Condiciones Laborales**
 - I. Relación con los sindicatos

5.2.3

Diversidad e Inclusión

- I. Brecha Salarial

5.2.4

Seguridad Laboral

- I. Avances 2021
- II. Auditorías Internas
- III. Otros hitos
- IV. Gestión de la Crisis Sanitaria

5.2.5

Gestión de Proveedores

5.2.1 GESTIÓN TERRITORIAL

Establecer vínculos y relaciones de confianza en las comunidades en las que operamos, es una prioridad estratégica para nuestra Compañía. Desde nuestro Modelo de Aproximación Temprana promovemos la participación y la incidencia de los actores locales durante todo el ciclo de vida de un proyecto. Asimismo, establecemos mecanismos de trabajo conjunto con los vecinos y las autoridades locales, a través de las cuales identificamos los proyectos que mejoran su calidad de vida.

I. Nuevo enfoque

En el marco de nuestro proceso de Transición Justa, incorporamos nuevos lineamientos para gestionar los impactos sociales que conlleva el reemplazo de las unidades térmicas por proyectos renovables. En este trabajo también incorporamos la definición de la Compañía de profundizar su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS,) desde los distintos ámbitos de nuestro quehacer.

Con esta nueva mirada, nuestras políticas de Contratación e Involucramiento de la Economía Local y de Asociatividad, que entregan un nuevo marco de actuación que propicia un modelo relacionamiento que promueve el autoempleo y el emprendimiento, y la identificación de proyectos significativos para las comunidades.

MODELO DE APROXIMACIÓN TEMPRANA A COMUNIDADES ENGIE ENERGÍA CHILE



A partir de estas nuevas directrices, comenzamos a incluir en las bases de licitación de los nuevos proyectos renovables, la obligación de considerar la participación de empresas y trabajadores locales en la construcción y operación de nuestros proyectos. Como parte de los requerimientos deben entregar la información necesaria de sus procesos operativos internos para que los proveedores locales puedan participar del proceso de licitación de manera informada y en igualdad de condiciones con todos los competidores. Durante el tiempo de desarrollo y construcción del proyecto, debe implementar un encargado o una ventanilla única para la entrega información.

Para facilitar esta gestión, nuestra Compañía se comprometió a elaborar un catálogo de proveedores locales para cada proyecto emplazado, con la oferta de proveedores y trabajadores locales. La información es levantada desde las entidades formales, entre ellas, la Oficina Municipal de Intermediación Laboral, OMIL, de cada comuna.

Al cierre de esta memoria, se contaba con tres catálogos de proveedores locales.

También habilitamos un canal formal para que la comunidad pueda expresar su afectación o disconformidad con la forma de proceder de una persona o de la empresa relacionada con la construcción u operación de un proyecto de la compañía. Está alojado en <https://engie-energia.cl/denuncias/>.

Estas nuevas medidas se implementaron en su totalidad en los Parques Coya y Calama.

II. Emprendimiento y empleo

En el marco de nuestra Política de Asociatividad, en 2021 impulsamos iniciativas enfocadas a la promoción del emprendimiento y empleabilidad de las personas que viven en las localidades en las que operamos. Entre los proyectos más significativos se destacan:



**PARQUE SOLAR TAMAYA,
COMUNA DE TOCOPILLA**

MEJILLONES

MARÍA ELENA

Se dictaron cursos de **“Instalación y mantenimiento de paneles fotovoltaicos”** para los interesados en adquirir conocimientos en la instalación y mantenimiento de paneles solares. Participaron cerca de 100 personas, entre ellas, un grupo de internos e internas del Centro de Detención Preventivo de Tocopilla.

Entre los aspectos relevantes, en 2021 se habilitó un **Fondos de Emprendimiento dirigido a personas naturales con el objetivo de generar instancias del autoempleo en la localidad**. Se trata de una innovación ya que los fondos concursables, históricamente y en acuerdo con la comunidad, se han dirigido a organizaciones sociales. Esta nueva línea se inauguró en respuesta al fuerte desempleo que afectó a Mejillones como consecuencia de la pandemia.

En conjunto con las empresas generadoras presentes en la zona, desarrollamos curso para los proveedores locales de la comuna de María Elena. **El programa “Mejores emprendimientos, mayores oportunidades”** se dictó de manera online y comenzó en octubre de 2021. El contenido estuvo centrado en aspectos legales, financieros y marketing digital.

III. Acceso a energías renovable

Nuestro programa “Acceso a la energía para todos: combatiendo la pobreza energética junto a nuestras comunidades”, es otra de las iniciativas que nace de la Política de Asociatividad. En 2021, iniciamos la implementación de proyectos de energización de espacios y servicios públicos, y también de emprendimientos locales impulsados por mujeres de la comunidad.

En 2021, en conjunto con las comunidades, habilitamos proyectos de energía renovables en diez comunidades, cinco en el norte y cinco en el sur.

Algunos fueron 100% financiados por la Compañía, y otros cofinanciados a través de los concursos de la Comisión de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía, dirigido a minipymes y organizaciones sociales. Los proyectos surgieron de las propias comunidades y para optar al cofinanciamiento las apoyamos en los procesos de postulación con profesionales expertos.

Los proyectos consisten en soluciones fotovoltaicas con o sin almacenamiento en baterías (offgrid u ongrid), dependiendo de las necesidades.



Para la construcción del Parque Eólico Calama, suscribimos acuerdos con las seis comunidades de Alto Loa: Toconce, Ayquina, Chiu Chiu, Lasana, Caspana y Cupo, que ya se están implementando. Entre las iniciativas pactadas, acordamos solarizar una de sus principales avenidas, implementar un sistema eléctrico fotovoltaico en la Iglesia de Ayquina, modernizar el sistema eléctrico de la posta rural, que atiende a más de 150 vecinos y energizar el Museo de Lasana.

Adicionalmente, en línea con el ODS 5, Igualdad de Género, realizamos proyectos de electrificación para emprendimientos de mujeres rurales que buscan su autonomía económica.

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS PARA LAS COMUNIDADES

Proyecto	Ubicación	Potencia PV (KW)	Inversión total	Inversión ENGIE
Museo Lasana	Calama (Lasana)	2,3	9.979.696	9.979.696
Iglesia Ayquina	Calama (Ayquina)	3	13.083.987	13.083.987
JJV Caspana	Calama (Caspana)	1,115	5.996.272	5.996.272
APR La Aguada	Yumbel (La Aguada)	6,32	6.000.000	1.000.000
Negocio Verónica Carrillo	Yumbel (La Aguada)	2,96	4.070.000	1.334.000
JJV Puente Perales	Yumbel (Puente Perales)	3,28	3.990.676	3.990.676
Negocio María Montoya	Laja (Puente Perales)	2,96	4.070.000	1.334.000
Cocinería Anita Reyes	Mulchén	2,96	4.070.000	1.334.000

POSTES DE ALUMBRADO ELÉCTRICO SOLAR

Proyecto	Ubicación	Número de Postes	Inversión total	Inversión ENGIE
Cancha municipal Calama	Calama	26	19.944.400	19.944.400
Pueblo Toconce	Calama (Toconce)	6	4.924.220	4.924.220

IV. Mesas de trabajo

Nuestro Modelo de Aproximación Temprana, contempla instancias de comunicación formales, entre las que se cuentan las Mesas de Trabajo comunitarias. A partir de estos mecanismos, en conjunto con la comunidad establecemos líneas de trabajo, programas de apoyo y acordamos sistema de seguimiento de los compromisos adoptados. Desde estas instancias se impulsan Fondos Concursables para apoyar las iniciativas de las organizaciones locales.

A lo largo de país gestionamos más de 12 mesas, en las que participan más de 20 comunidades, autoridades y organizaciones sociales urbanas y rurales. Tanto en el norte como en el sur del país, participan pueblos indígenas de la zona norte y sur del país.

Ámbitos de financiamiento	Iniciativas
Educación	Becas de educación básica y educación superior
Deporte	Escuela Hockey Césped
Escuela deportiva para 70 niños de Mejillones, impulsado junto a CORDEP y Club Cachorro Mejillones	Calama (Caspana)
Capacitación	Alfabetización digital
Emprendimiento	Fondos concursable para emprendedores (personas)
Mejoramiento infraestructura	Viviendas, sedes sociales, bodegas, cercos, otros
Implementos de trabajo	Insumos para siembras, compra de motosierras,
Apoyo a organizaciones sociales	Fiesta de navidad
Acceso a energía limpias	Para espacios de uso público y emprendimiento

COBERTURA GESTIÓN TERRITORIAL DE ENGE ENERGÍA CHILE

 Mesas de trabajo



5.2.2 GESTIÓN DE PERSONAS

Nuestra organización estaba conformada por 909 personas al cierre del año. Pensando en ellas, en 2021 nuestros esfuerzos se centraron en proporcionarles las herramientas que requerirán para abordar los múltiples desafíos que conlleva nuestro proceso de transformación hacia el año 2025. Se reforzaron los focos culturales, entre los que se cuentan el liderazgo, la diversidad y la seguridad laboral. En esa dirección, impulsamos importantes cambios en el sistema de salud y seguridad en 2021 para reforzar nuestro objetivo primordial de brindar un entorno de trabajo seguro para todos quienes trabajan en la Compañía.

5.2.2.1. Reestructuración interna

Durante el ejercicio, reorganizamos nuestra estructura interna para alinearla a la nueva estrategia corporativa del Grupo ENGIE y a nuestros objetivos hacia el año 2025.

A partir de 2021, nuestra Compañía se organizó en tres líneas de negocios que son: generación térmica, generación renovable, redes -transmisión, puerto y gas-, además de las áreas de soporte. Esta nueva estructura conlleva cambios profundos en las formas de trabajo y modelos operativos. Para respaldar su puesta en marcha, el Grupo implementó un programa de gestión del cambio específico, denominado “ENGIE WOW” (ENGIE Way of Working, Formas de Trabajar), que busca apoyar a las personas en el proceso de adaptación y entendimiento de los nuevos principios de funcionamiento de la nueva organización, para que así puedan encauzar su desempeño a los resultados esperados.

El programa “ENGIE WOW” se basa en cinco pilares a través de los cuales el Grupo busca fomentar una cultura corporativa global, unificada, que persigue los mismos objetivos.

En relación al proceso de transformación y los desafíos internos que conlleva, nos centramos en los requerimientos específicos y en las herramientas que requieren los equipos a cargo para que puedan lograr los resultados esperados. También desplegamos una campaña interna para entregar información oportuna sobre el estado de avance del proceso, los planes de acción y metas involucradas.



I. ENGIE&ME

Como todos los años, aplicamos la encuesta ENGIE&Me, a través de la cual medimos el impacto de las acciones que implementamos para fortalecer los focos culturales. Los resultados en 2021 fueron muy favorables, ya que reflejaron un aumento en los puntajes de cinco categorías respecto de 2020. Entre ellas, las que más avanzaron fueron Seguridad Laboral (subió 2 puntos, totalizando 95) y Liderazgo (subió 2, puntos llegando a 90).

NUESTRA DOTACIÓN EN CIFRAS

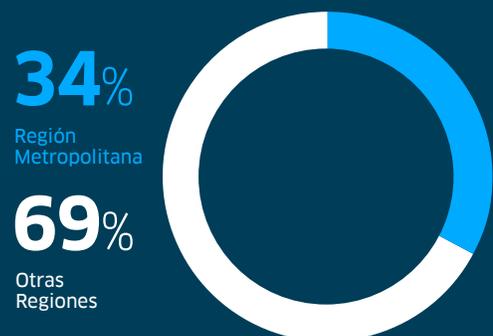


NÚMERO DE PERSONAS POR TIPO DE CONTRATO (*)	
Trabajadores permanentes	
749 Hombres	160 Mujeres
Trabajadores en jornada completa	
749 Hombres	160 Mujeres

PORCENTAJE DE ROTACIÓN ANUAL POR GÉNERO 2020



COLABORADORES POR REGIONES



(*) Al cierre de 2021, en nuestra Compañía no contaba con personas con contratos por jornadas a media jornada y temporales.



5.2.2.2. Formación

En 2021 casi duplicamos nuestra inversión en capacitación alcanzado a US\$528.000 anuales, que nos permitieron financiar las cerca de 21.600 horas de formación que dictamos en el año.

I. Liderazgo

En el marco de nuestro plan de formación técnica, continuamos enfocándonos en acreditación de competencias críticas para que las personas que trabajan en la Compañía, desempeñen su trabajo de forma segura. Para facilitar la participación, aumentamos la frecuencia de los talleres para que la personas tuvieran más opciones. También, en esta oportunidad, invitamos relatores externos.

Adicionalmente, entregamos herramientas a nuestros líderes para que pudieran aplicarlas en su día a día. De esta forma, promediamos un total de 21.600 horas de capacitación de competencias técnicas, de liderazgo y seguridad, manteniendo el foco en la entrega herramientas prácticas de rápida implementación.

**PROMEDIAMOS UN TOTAL DE
21.600 HORAS DE CAPACITACIÓN
DE COMPETENCIAS TÉCNICAS, DE
LIDERAZGO Y SEGURIDAD EN 2021.**

II. Evaluación de desempeño

En ENGIE Energía Chile, contamos con un sistema de evaluación de desempeño en el cual no solo medimos el qué, vinculado a objetivos y planes, sino también el cómo, que está asociado a nuestros comportamientos y el "Leadership Way", que es nuestro modelo de liderazgo. En 2021 el 100% de las personas que trabajan en nuestra Compañía, fue evaluado y obtuvo la retroalimentación que necesita para mejorar su desempeño.

CAPACITACIÓN EN CIFRAS

INVERSIÓN ANUAL EN CAPACITACIÓN



HORAS DE CAPACITACIÓN POR CARGO



21.654

Total horas de capacitación en 2021

-21,6%

RESPECTO DE 2020



+85%

RESPECTO DE 2020

26

Horas promedio de capacitación por trabajador



TOTAL HORAS DE CAPACITACIÓN POR ÁREA FORMATIVA

1.284

Administrativa
(e-learning
excluido)

1.230

Calidad, Medio
Ambiente y
Seguridad

11.037

Técnicas
(e-learning
excluido)

6.129

Capacitación
e-learning

5.2.2.3 Condiciones laborales

Como parte de nuestros objetivos hacia el año 2025, fortalecimos nuestro sistema de compensaciones para presentar una oferta laboral atractiva y competitiva a personas técnicas y especialista en energía renovables y de transmisión. A las condiciones y características específicas de este trabajo, como la distancia y dispersión geográfica, se suma la demanda por incorporar a personas con este perfil.

En el ámbito de las compensaciones, se abordaron los planes de retiro en Tocopilla correspondientes a las Unidades 14 y 15. Luego de la solicitud que recibimos de la autoridad de mantener las unidades operativas, fue necesario recontractar a un grupo de 13 personas para seguir con su funcionamiento.

En 2021 también se les ofreció a las personas la posibilidad de trabajar a distancia entregándole todos los soportes para ejercer su trabajo: sillas ergonómicas, conexión a internet, otros.

Además, avanzamos en nuestro objetivo de construir una plataforma que permita que nuestros beneficios sean visibles y flexibles para que las personas puedan elegir aquellos que mejor se adaptan a sus necesidades.

I. Relación con sindicatos

En ENGIE Energía Chile abordamos nuestras relaciones laborales como un proceso de gestión continuo, sistemático y permanente, con una agenda abierta, que aporta valor a la Compañía como a las personas que integran nuestra organización. Contamos con mecanismos y encuentros formales y frecuentes para abordar todas las temáticas y hacerle seguimiento a los compromisos.

Para mitigar los efectos de la Pandemia y asegurar, la continuidad operacional y el soporte al negocio realizamos un conjunto de actividades en 2021:

- a) Ajustamos los sistemas de trabajo (turnos / horarios) de entrada y salida del personal, redefinimos la ocupación de los transportes de personal.
- b) Definimos y aprobamos la Política de Teletrabajo en régimen híbrido, "trabajo presencial y remoto", normamos el uso de implementos y equipos a usar en este régimen.
- c) Redefinimos los aforos en oficinas, talleres, espacios comunes, casinos y casas de cambio.
- d) Implementamos, oportunamente, las medidas sanitarias declaradas por la autoridad del MINSAL en todos los establecimientos de trabajo de la Compañía.



SINDICALIZACIÓN

Número de sindicatos

7
2020

7
2021

% de sindicalización

77,56%
2020

70,41%
2021

Cobertura de convenios colectivos

660
2020

640
2021

Huelgas en el año

0
2020

0
2021

Número de años sin huelgas

16
2020

17
2021



Al cierre de 2021, cerca del 70% de los trabajadores pertenecía a uno de los siete sindicatos.

En materia de negociaciones colectivas, durante el ejercicio, la Compañía y sus Sindicatos suscribieron contratos y convenios colectivos por tres años, el máximo periodo de vigencia de duración. Estos

procesos se llevaron a cabo en el marco de relaciones colaborativas, reconociendo las necesidades del negocio y con el ánimo de construir relaciones de largo plazo.

A continuación, el detalle de los instrumentos colectivos acordados:

CONVENIOS COLECTIVOS

NÚMERO DE SINDICATOS	NÚMERO DE SOCIOS	ÁREAS REPRESENTADAS	SITIOS	DESDE	HASTA	TIPO DE NEGOCIACIÓN
4	318	Generación, Transmisión, Mantenimiento y Administración.	Antofagasta, Mejillones, Arica e Iquique	01.01.2021	31.12.2023	Anticipada, Convenio
2	192	Generación, Transmisión y Mantenimiento.	Tocopilla y Mejillones	01.08.2021	31.07.2024	Reglada, Contrato
1	135	Generación y Mantenimiento. (Supervisores)	Todos los sitios	01.01.2021	17.09.2024	Reglada, Contrato
TOTAL	7	645				

5.2.3 DIVERSIDAD E INCLUSIÓN

Nuestra Compañía fomenta una cultura diversa sin discriminación. Alineada con el Grupo ENGIE, promueve iniciativas para atraer talento y generar condiciones de igualdad de oportunidades para hombres y mujeres.

Para fortalecer nuestra diversidad, en 2021 realizamos iniciativas de sensibilización, atracción de talento y empleabilidad, dirigidas a mujeres. En ese marco, surgió la firma de los WEP's, o Womens Empowerment Principles, en base a los cuales elaboramos un plan de trabajo que incluyó cursos de sesgos inconscientes, sensibilización a nuestros líderes, entre otros.

En el eje inclusión trabajamos con una empresa externa que nos apoyó con la realización de actividades dirigidas a sensibilizar sobre inclusión de personas con discapacidad. Realizamos una encuesta de inclusión y charlas para luego empezar a trabajar en habilitar posiciones factibles de ser desempeñadas por personas con discapacidad.

Nuestro plan de trabajo incluye compromisos y metas de mediano y largo plazo.

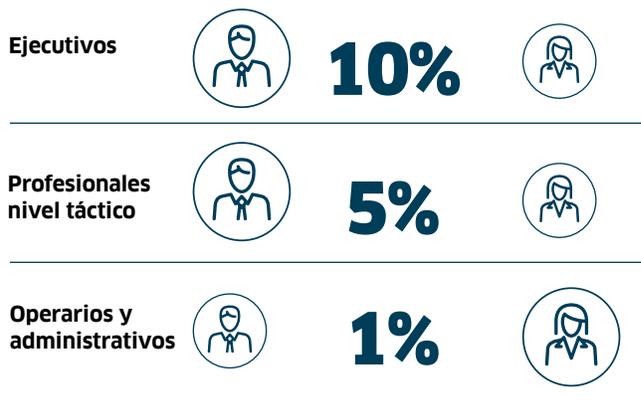
I. Brecha Salarial

Nuestra Compañía gestiona su sistema de compensaciones a partir del modelo HAY, que contempla una metodología que define niveles de remuneración de acuerdo al nivel de cargo y las funciones que realiza cada posición, donde se evalúa el know-how, la solución de problemas y responsabilidad. El uso de esta metodología no da espacio para sesgos o algún tipo de discriminación en nuestro sistema de remuneraciones. Considerando este enfoque, las diferencias entre las remuneraciones de mujeres y hombres que se podrían producir en la empresa responden a variables como antigüedad y especialización de los cargos

Al cierre de 2021, las mujeres representaban un 8% de la dotación (160 personas), un 8% más que en 2021. Asimismo, el 22% de ellas ocupaba cargos de liderazgo y de jefaturas.

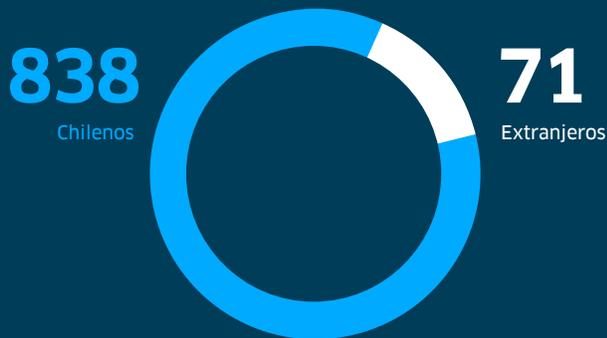


Brecha Salarial (*)



DIVERSIDAD EN CIFRAS

COLABORADORES POR NACIONALIDAD



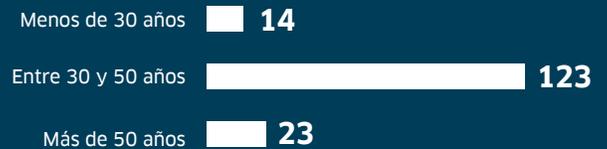
NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO EDAD



NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD



DOTACIÓN DE MUJERES POR EDAD



ROTACIÓN DE MUJERES POR EDAD



5.2.4 SEGURIDAD **LABORAL**

Nuestra Compañía cuenta con un Sistema Integrado de Gestión para los temas de Salud y Seguridad en el Trabajo certificado en la norma ISO 45.001. Conocido internamente como “Más Simple”, este sistema establece los criterios operativos en los ámbitos de Calidad, Medio Ambiente, Ética, y Salud y Seguridad en el Trabajo, que la empresa considera fundamentales para cumplir con sus objetivos estratégicos y asegurar su sostenibilidad en el tiempo.

En materia de Salud y Seguridad, este sistema tiene como objetivos corporativos prioritarios proporcionar condiciones laborales seguras y saludables que permitan prevenir lesiones y/o evitar el deterioro de la salud de todos los colaboradores durante el desarrollo de su actividad, así como también establecer procesos para la eliminación y control de peligros, y la reducción de riesgos para la seguridad y salud en el trabajo.

Al respecto, cabe precisar, además, que todas las instalaciones de la empresa disponen de una estructura para la gestión de los peligros y riesgos en salud y seguridad.

Al cierre de 2021, la Compañía contaba con 24 expertos en SST de nivel profesional, los que son apoyados en su labor por expertos externos que facilita la Mutua de Seguridad de la Cámara Chilena de la Construcción, organismo administrador. Por directriz de la Compañía, cada empresa contratista debe presentar al menos un experto en SST.

I. Nueva Estrategia

En 2021, como consecuencia de las fatalidades que registraron algunas operaciones del Grupo a nivel mundial, en ENGIE Energía Chile nos sumamos al profundo proceso de revisión de prácticas en salud y seguridad que impulsó nuestra matriz.

En ese contexto, participamos en una actividad que se denominó Stand Down y que consistió en una paralización total de las actividades de la empresa en todo el mundo, con el objetivo de analizar de manera participativa y en profundidad el trabajo que se está realizando en esta materia.

Asimismo, durante 2021, realizamos una actividad llamada Deep Dive, en la cual entramos en profundidad en la forma en que administramos la seguridad en nuestros proyectos de construcción. En la ejecución de esta actividad participó un equipo multidisciplinario con presencia de consultores internacionales y nuestro equipo local, a fin de detectar puntos de mejora, todo con el espíritu de optimizar nuestro desempeño en seguridad.

A partir de las opiniones, comentarios y valoraciones que recogimos en estos eventos, identificamos los cuatro pilares en los que se basará nuestra futura estrategia en seguridad y en torno a los cuales diseñaremos nuestros planes de acción para 2022. Estos ejes son:

Empoderar a las personas para que sean capaces de detener un trabajo que está mal hecho o es riesgoso.

Apunta a cuidar y apoyar a quienes conforman nuestros equipos de trabajo, para lograr una vigilancia compartida.

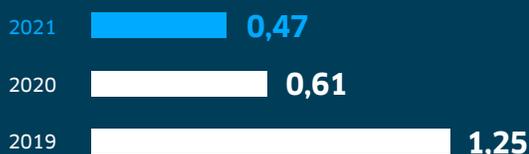


Tiene relación con cómo entregamos los mensajes y lideramos a partir del conocimiento y la Experiencia.

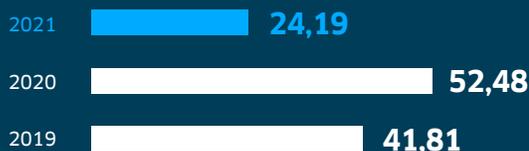
Se refiere a la revisión continua de nuestros métodos y prácticas, como la entrega de permisos o el enfoque de trabajo en los proyectos.

SALUD Y SEGURIDAD EN CIFRAS

ÍNDICE DE FRECUENCIA



TASA DE GRAVEDAD



PRINCIPALES PROGRAMAS DE CAPACITACIÓN EN SALUD Y SEGURIDAD EN EL AÑO

Seguridad Eléctrica Norma NFPA 70.

Orientación y Prevención de contagio COVID-19.

Control de Riesgos en la Conducción.

Control de Riesgos en Teletrabajo.

Exposición a Radiación UV.

Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos.

Análisis de Riesgos de Trabajos - ART.

CAPACITACIÓN EN PREVENCIÓN DE RIESGOS

Colaboradores capacitados



387
2019

693
2020

593
2021

Horas de capacitación totales



5.096
2019

13.800
2020

5.548
2021

COMITÉS PARITARIOS

Número de Comités Paritarios que operan en EECL



4
2019

4
2020

4
2021

Trabajadores representados en Comités Paritarios



24
2019

24
2020

24
2021



II. Auditorías Internas

Como parte del proceso de paralización total, se recopiló información que nos permitió reforzar las auditorías internas para las operaciones de las empresas contratistas en los tres GBU en los que se dividen las operaciones de ENGIE en Chile.

En el caso de las plantas renovables, estos controles se centraron en las centrales Tamaya y Capricornio, mientras que en el mundo término, dichas auditorías se enfocaron en las operaciones de desmantelamiento de plantas en Tocopilla.

Dichos análisis estuvieron orientados al cumplimiento de las Guías 2 y 9 del Grupo ENGIE y contaron con la participación de líderes corporativos provenientes de Bélgica y Brasil.

De acuerdo con los criterios establecidos por la matriz, el principal indicador que se evalúa en estas

auditorías es el Índice de Frecuencia de las empresas externas, así como otras prácticas y estándares, como acreditación, capacitación de líderes y trabajo de supervisores, cuyo incumplimiento puede traducirse en un proceso de desvinculación.

El plan de la compañía busca recoger información para generar a partir de este diagnóstico programas para el mejoramiento de conocimientos, sistemas de clasificación de contratistas y planes de entrenamiento, entre otros objetivos.

Cabe consignar que, en el marco de la prioridad que le estamos dando al trabajo de las empresas externas en materia de seguridad, en 2021 paralizamos en 32 oportunidades sus operaciones en Mejillones, para revisar procedimientos y corregir prácticas riesgosas.



IV. Gestión de la Crisis Sanitaria

En 2021, la gestión de la crisis sanitaria continuó siendo una de nuestras prioridades en materia de salud y seguridad.

El trabajo que desarrollamos en este ámbito generó buenos comentarios de los colaboradores durante el proceso de paralización que realizamos para revisar nuestras prácticas y nos permitió terminar el año con resultados muy favorables en términos de prevención, concientización y contagios.

Como consecuencia de esta labor, uno de nuestros principales logros fue mantener operativas la totalidad de las unidades. Adicionalmente, nuestros sitios y proyectos recibieron por parte de la mutualidad el Sello COVID-19 que acredita el pleno cumplimiento de los protocolos oficiales de prevención y control.

III. Otros hitos de 2021

- **Potenciamos y visibilizamos el trabajo de la Gerencia de S&S:** En el contexto de la prioridad estratégica que le estamos dando a los temas de salud y seguridad en ENGE Energía Chile, durante el último año definimos que el área a cargo de estos temas le reportará en adelante directamente al Gerente General de la compañía. Este estatus, además de darle una mayor relevancia y visibilidad a estas labores, nos permitirá reforzar el mensaje de transversalidad, unidad y cohesión de los asuntos relativos a la seguridad al interior de la empresa.

- **Recertificación de norma ISO:** Al cierre de 2021, estábamos en pleno proceso de recertificación de la norma ISO 45.001, uno de los estándares que conforman nuestro Sistema Integrado de Gestión. Considerada como parte de este trabajo, recibimos y superamos sin mayores observaciones la correspondiente auditoría legal.

TRABAJADORES CUBIERTOS POR EL SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN *

Propios	
900 2020	867 2021
Contratistas	
1.800 2020	1.941 2021

(*) En ENGE Energía Chile, estos mismos universos de colaboradores propios y trabajadores contratistas cubiertos por el sistema de gestión están sujetos a auditorías internas y a auditorías externas.

5.2.5 GESTIÓN DE PROVEEDORES

La pandemia de COVID-19 continuó impactando la cadena de abastecimiento y suministro de insumos y servicios durante 2021, ocasionando obstáculos, principalmente demoras, en la disponibilidad de materiales y en la gestión de las compras internacionales. Para anticiparnos de manera temprana a estos eventuales problemas, monitoreamos cada compra con nuestros proveedores, lo que nos permitió un margen para entregar soluciones oportunas a los requerimientos de continuidad operacional de nuestros sitios.

En esa línea, en 2021 incorporamos nuevas empresas en nuestra cartera de proveedores para atender,

especialmente, los requerimientos provenientes de los proyectos renovables y de transmisión.

Durante el último año, también realizamos la primera versión del Encuentro Anual de Proveedores ENGIE en un formato virtual. En esta oportunidad se conectaron cerca de 80 empresas con las que tenemos recurrentes vínculos comerciales. El objetivo del encuentro fue compartirles los principales ejes temáticos, logros y hojas de ruta para los procesos que gestiona la Compañía. Como parte del programa, nuestro equipo de auditoría realizó una presentación sobre los comportamientos y conductas éticas esperables de nuestros proveedores, incluidos en los contratos y órdenes de compra.

NUESTROS PROVEEDORES EN CIFRAS



80

EMPRESAS PARTICIPARON
EN EL PRIMER ENCUENTRO
ANUAL DE PROVEEDORES

300

PROVEEDORES CAPACITADOS
EN PLATAFORMAS DIGITALES

I. Nuevos criterios de selección

Como parte de nuestra mejora continua al proceso de selección de proveedores, a partir de 2021, incorporamos un due dilligence ético que será realizado en forma coordinada con nuestra área Legal, que considera una revisión de la situación legal de la empresa y su representante legal respecto, por ejemplo, de su ejemplo de involucramiento en casos legales vigentes.

Durante el último año, también incorporamos la dimensión ambiental en nuestra gestión de proveedores.

Junto al equipo de Medioambiente de la Compañía iniciamos una iniciativa que busca, entre otros aspectos, establecer diversos lineamientos de gestión medioambiental en nuestros procesos, como una revisión de riesgos y presentación de planes de mitigación desde nuestros proveedores, principalmente para Servicios de Ingeniería, Mantenimiento y Operaciones que se desarrollen en nuestras instalaciones. Entre ellos se considera la determinación de carta de residuos y tratamiento para estas actividades, así como la revisión de la Política de Gestión de Residuos.

Además, mantuvimos una activa vigilancia sobre el cumplimiento de las obligaciones laborales de nuestros proveedores de servicios en sitios. A través de una plataforma en línea, gestionada por una empresa externa, podemos monitorear y controlar esta gestión con una frecuencia semanal. Esto nos permite tener acceso a reportes, generación de alertas y planes de acción oportunos ante alguna situación de riesgo.

II. Portal de Proveedores

Actualmente, un 40% de la cartera de proveedores de la Compañía cuenta con acceso a la plataforma. Sin embargo, este es un indicador dinámico, ya que constantemente estamos trabajando en generar nuevos accesos a los usuarios que requieren un proveedor.

De la misma forma, continuamos con el monitoreo constante de oportunidades de mejora para el Portal de Proveedores, con la finalidad de reflejar en tiempo real el status de facturas y fechas de pago, como un repositorio de consulta autónoma y en línea para los proveedores.

El punto anterior toma relevancia considerando que desde mediados del año 2021 dimos inicio a la implementación de un proceso de reclamo automático de facturas desde el Servicio de Impuestos Internos (SII).



Para facilitarle a los proveedores la adopción de las herramientas digitales (Portal FEBOS, Plataforma Ariba) que disponemos en nuestro proceso de abastecimiento, desarrollamos diversos manuales de autoentrenamiento, que se complementan con un acceso directo al chat de soporte desde FEBOS en la plataforma misma, disponible a todas horas del día. También mantuvimos nuestro plan de entrenamiento para el uso de la plataforma SAP Ariba.

III. Pago oportuno

Desarrollamos procesos de revisión de casos de proveedores que cuenten con un vínculo contractual y que requieren de un ajuste en su condición de pago, para así realizar las modificaciones que les permitan contar con un pago oportuno.

Además, realizamos gestión de procesos de pago anticipado en algunos casos, acordes al tipo de compra realizada, de forma de poder contar con los materiales e implementación necesaria para no retrasar el inicio y desarrollo de servicios críticos.

IV. Claves para 2022

En 2022, la seguridad de nuestros contratistas seguirá siendo una prioridad. En 2021 desarrollamos protocolos de salud y de seguridad para aquellos proveedores y contratistas que prestan servicios en nuestros sitios. Junto con ello, realizamos un monitoreo y revisión mensual del cumplimiento del Plan de Seguridad que convenimos con las empresas proveedoras.

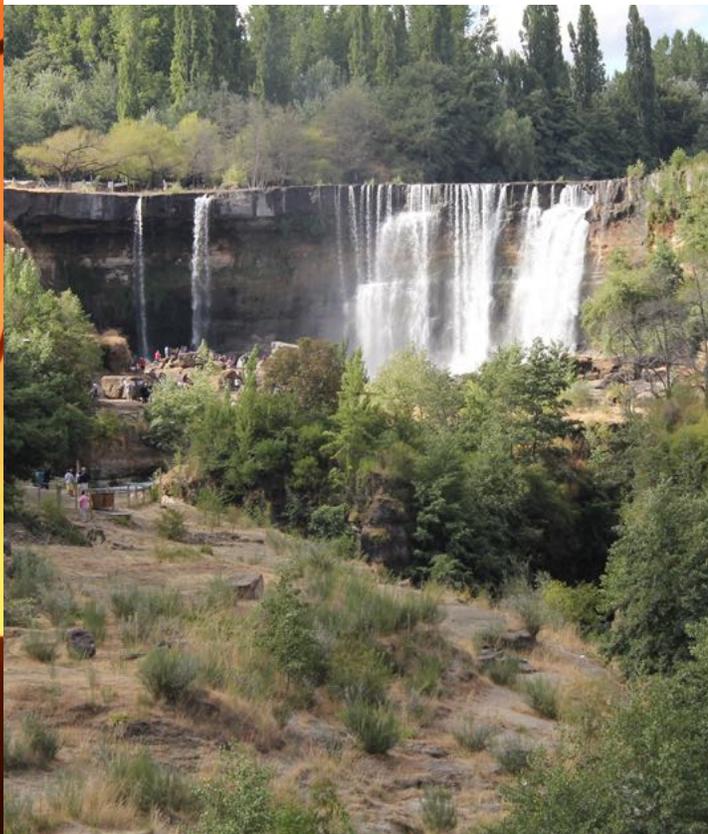
Otro aspecto será fortalecer el control que realizamos del cumplimiento de las obligaciones laborales. Finalmente, también priorizaremos la digitalización de nuestros procesos y aumentaremos las tasas de participación de proveedores a través de nuestras plataformas SAP Ariba y el Portal de Proveedores.

5.3 REPORTE AMBIENTAL

NUESTRO ENFOQUE

Nuestra gestión ambiental tiene como máxima prioridad reducir y mitigar los efectos que producen nuestras unidades generadoras, principalmente en el aire y fuentes de agua (mar). También busca asegurar el cumplimiento de las normativas que regulan las emisiones de contaminantes como el material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂) generadas por las centrales termoeléctricas.

Contamos con un sistema de gestión ambiental que garantiza el cumplimiento de la normativa aplicable a nuestras actividades y el alineamiento con los estándares de desempeño más exigentes. Adicionalmente, reportamos nuestras emisiones y planes de biodiversidad a la plataforma Earth del Grupo ENGIE, comprometido con la carbono neutralidad de sus operaciones, en todos los alcances, para el año 2045.



Planeta

5.3.1

Huella de Carbono

- I. Intensidad de las Emisiones
- II. Impuestos Verdes
- III. Material Particulado
- IV. Eficiencia Energética

5.3.2

Gestión de Residuos

- I. Ley REP
- II. Vertidos

5.3.3

Huella del Agua

5.3.4

Biodiversidad

5.3.5

Cumplimiento Ambiental

5.3.1 HUELLA DE CARBONO

En ENGE Energía Chile medimos la Huella de Carbono, Alcance 1, basándonos en las normas ISO 14.064 y la metodología de cálculo para combustión estacionaria propuesta por la “Intergovernmental Panel on Climate Change” (IPCC). Contamos con un sistema de monitoreo mensual cuyos resultados son presentados mensualmente al Directorio de la Compañía, como parte de su seguimiento permanente.

Las complejas condiciones energéticas del país en 2021, tuvieron un impacto negativo en la tendencia a la baja que venía mostrando nuestra Huella de Carbono. Para responder a las apremiantes necesidades energéticas del país, la autoridad nos solicitó poner a disposición del sistema nacional la capacidad de todas nuestras unidades térmicas, incluyendo aquellas que estaban preparándose para ser desconectadas.

En este contexto, nuestra Huella de Carbono se incrementó en un 17% en 2021 respecto del año anterior. Este aumento constituye un quiebre en la tendencia a la baja de los años recientes, como consecuencia de este aumento en la generación de energía térmica.

Huella de Carbono - Millones Ton CO₂e (Mt)

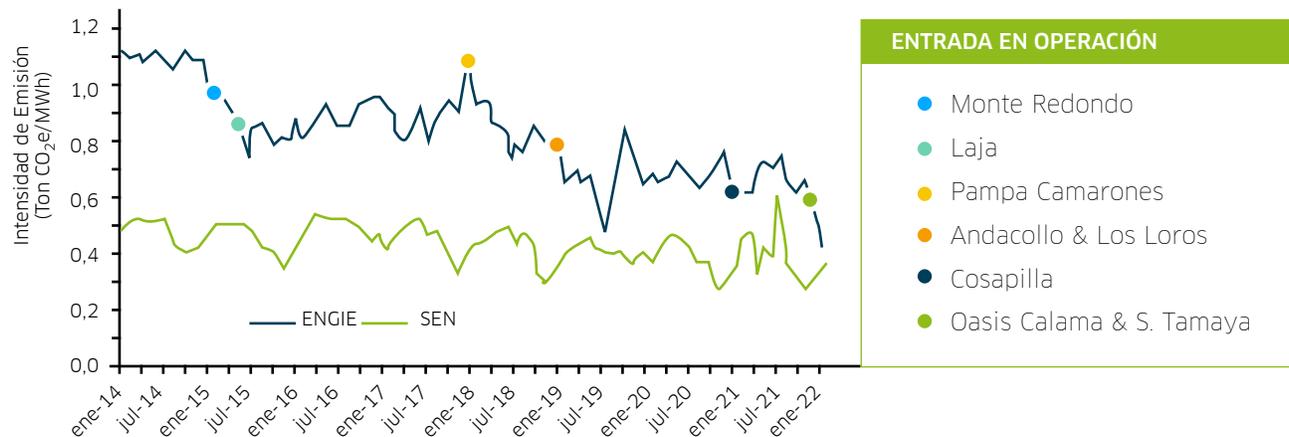


I. Intensidad de las emisiones

A pesar del aumento de nuestra Huella de Carbono, la intensidad de las emisiones de nuestra Compañía mantuvo su tendencia a la baja. Este indicador se calcula considerando las emisiones CO₂e q por MW producido. A modo de referencia, una unidad carbonera antigua puede emitir del orden de 1,2 a 1,4 Ton CO₂e/MWh producida.

En los últimos cinco años, nuestra intensidad de emisiones ha registrado una disminución progresiva acercándose a los niveles registrados en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al cierre de 2021, alcanzó 0,65 TonCO₂ eq/MWh, un 3% inferior a los niveles registrados en 2020. Esta caída se explica por la entrada en operación del Parque Eólico Calama, el ingreso del Parque Eólico Monte Redondo y la Central Hidroeléctrica Laja (ambas unidades adquiridas en 2019). También contribuyó la desconexión de nuestras primeras unidades a carbón.

Evolución de la Intensidad de las Emisiones (Ton CO₂ eq/MWh)



II. Impuestos Verdes

Nuestros esfuerzos por rebajar la Huella de Carbono corporativa se han visto favorecidos por el plan de descarbonización, que ha implicado disminuir significativamente las operaciones de nuestras unidades termoeléctricas.

En el marco de esta gestión, en 2021 pagamos por concepto de impuestos verdes US\$ 21.353.312. Este valor representa un aumento del 1% respecto del año 2020.

Impuestos pagados (*)



(*) corresponde a lo cancelado para el año tributario anterior

III. Material particulado

Durante el ejercicio, nuestras emisiones totales de MP 10 se elevaron a 129,6 toneladas, un 62% superior respecto de los niveles registrados en 2020. Este aumento se explica en gran medida porque la unidad IEM estuvo operativa durante todo el período.

Por su parte, las emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂) fueron de 6.762 toneladas y 4.962 toneladas, lo que representa un aumento del 65% en ambos casos.

Al respecto, cabe consignar que ENGIE Energía Chile monitorea desde hace varios años la calidad del aire en las ciudades de Tocopilla y Mejillones. De acuerdo con estas mediciones, ambas ciudades muestran índices de SO₂ en línea con los parámetros establecidos en la Norma Primaria que sobre estas materias comenzó a aplicarse en mayo de 2019; por lo mismo, dicha regulación no genera efectos en nuestras operaciones.

Durante el último año, la concentración media anual de MP10 en Tocopilla llegó a los 14 microgramos/m³N. Este nivel está muy por debajo de las exigencias que establece la norma de calidad del aire para material particulado respirable, en una zona clasificada como limpia desde el punto de vista de este parámetro.

EMISIONES AL AIRE (EN TON)			
Concentración media anual MP2,5 Tocopilla (Calidad del Aire)			
12 2019	8 2020	7 2021	
Concentración media anual MP2,5 Mejillones (Calidad del Aire)			
12 2019	6 2020	5 2021	
Concentración media anual MP10 Tocopilla (Calidad del Aire)			
33 2019	31 2020	35 2021	
Concentración media anual MP10 Mejillones (Calidad del Aire)			
22 2019	12 2020	14 2021	
Emisiones MP Total (ton/año)			
53,6 2019	79,8 2020	129,6 2021	
Emisiones NO _x (ton/año)			
4.288 2019	4.099 2020	6.762 2021	
Emisiones SO _x (ton/año)			
3.496 2019	2.999 2020	4.962 2021	



Plan de Descontaminación Atmosférica en Tocopilla

De acuerdo con los resultados recientes del Plan de Descontaminación Atmosférica de Tocopilla, los límites de emisión establecidos se están cumpliendo ampliamente, en gran medida, a causa del plan de descarbonización de Tocopilla y el mejor control de las emisiones, entre otras acciones.

Por esta razón, le solicitamos a la autoridad la derogación del Plan de Descontaminación de Tocopilla, ya que los objetivos a un horizonte de siete años se han cumplido cabalmente.

Aun cuando el cierre total de las unidades a carbón en esa zona está previsto para junio 2022 (luego que la autoridad nos pidiera postgarlo seis meses), para nuestra Compañía la derogación de este plan implicaría reducir el recargo del 20% de los impuestos verdes por contaminantes locales para zonas declaradas como saturadas.

5.3.2 GESTIÓN DE RESIDUOS

Nuestra actividad operativa genera residuos peligrosos y no peligrosos (de carácter doméstico). Los más significativos provienen de la combustión a carbón (cenizas), escoria y metales.

La gestión de estos residuos significativos considera iniciativas de circularidad y disposición en vertederos autorizados. Parte de las cenizas volantes generadas en las unidades Andina y Hornitos de Mejillones, son enviadas a empresas cementeras para ser utilizadas en la cobertura de caminos. Los aceites residuales que utilizamos en la operación, también son entregados en una proporción como combustible alternativo a las empresas cementeras de la zona.

Las mismas causas que impactaron a la Huella de Carbono, explican el aumento en la generación de

residuos durante 2021. Los residuos no peligrosos, que corresponden a desechos que se entregan a empresas que los reutilizan (por ejemplo, los aceites residuales, que son usados como combustibles alternativos) y residuos que se envían a relleno alcanzaron un volumen total de 393 toneladas, un 18% mayor al de 2020. Los residuos peligrosos, principalmente residuos de combustión (cenizas y escorias), chatarra metálica, lana mineral, otros, alcanzaron 326 toneladas, un 43,6% más que el año anterior.

Para el año 2020 la cantidad de residuos metálicos generados fue de 29 toneladas. La gran diferencia se debe a que en 2021 se comenzaron a generar residuos metálicos por el desmantelamiento de las Unidades 12-13.

RESIDUOS SIGNIFICATIVOS 2021 (EN TON)

384.861

Residuos de combustión

7.659

Metálicos

156

Otros no peligrosos

993

Residuos domésticos

RESIDUOS SEGÚN DESTINO (EN TON)

	Cenizas enviadas a vertederos			Escorias enviadas a vertederos			Cenizas recicladas (enviadas a cementeras)		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
TOCOPILLA	16.127	8.475	44.399	1.670	525	3.243	NA	NA	NA
MEJILLONES	41.968	19.772	51.375	2.311	1.251	714	NA	NA	NA
RED DRAGON / IEM	47.927	86.844	101.758	4.249	7.000	2.338	NA	NA	NA
ANDINA	51.962	62.862	36.221	2.515	5.466	504	16.451	18.406	19.535
HORNITO	43.341	69.847	37.367	6.964	6.074	425	35.180	18.237	19.471
TOTAL	201.325	247.801	271.120	17.709	20.317	7.225	51.631	36.643	39.006

(*) incorpora unidad IEM (Red Dragon)



RECICLAJE Y RECUPERACIÓN (EN TON)

Residuos metálicos

29
2020

7.659
2021

Cenizas recicadas

26.643
2020

39.006
2021

Residuos peligrosos recuperados (aceites y otros)

97
2020

81
2021

Caliza de rechazo enviada a vertedero			Yeso enviado a vertedero		
2019	2020	2021	2019	2020	2021
NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	12553	22011	19397,4
13.266	20.335	23.345	NA	NA	NA
16.130	23.264	24.768	NA	NA	NA
29.396	43.599	48.114	12.553	22.011	19.397

RESIDUOS GENERADOS (EN TON)

	2020	2021
Residuos industriales peligrosos	227	326
Residuos industriales no peligrosos (incluye domésticos)	334	393

I. Ley REP

En el marco de Ley REP (Ley de Responsabilidad Extendida del Productor y Fomento al Reciclaje), nuestra empresa no está obligada a realizar declaraciones, sino más bien a la entrega de información. En 2020 entregamos la primera información de nuestros residuos asociados a las importaciones directas de artículos electrónicos que hacemos para nuestras unidades o para los proyectos que están en construcción.

En 2021 incorporamos la información proveniente de los parques Los Loros, Coya y Capricornio Solar.

II. Vertidos

Para la operación de nuestras centrales utilizamos agua de mar, que luego de ser usada se descarga nuevamente en su fuente de origen. Las descargas están reguladas por la normativa de vertidos de efluentes que fija límites en relación a la temperatura de las aguas, que no pueden superar los 30 grados. Nuestra compañía implementó un sistema de

sensores de temperatura del agua en los pozos de descarga, que permite una gestión más oportuna. En los complejos de Tocopilla y Mejillones usamos tanto agua de mar como la que producen nuestras desalinizadoras. En 2021, como consecuencia de una mayor actividad, también se registró un incremento de las descargas.

	Captación de agua de mar usada para enfriamiento m ³ /año			Descarga de agua de mar usada como enfriamiento m ³ /año		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
TOCOPILLA	271.977.234	195.452.816	234.921.967	271.976.180	195.452.816	234.921.967
MEJILLONES	294.926.678	358.765.056	465.041.288	269.349.017	327.938.814	432.841.567
RED DRAGON / IEM	184.252.793	274.476.885	309.179.155	183.533.653	272.939.522	307.625.636
ANDINA	98.893.651	138.138.353	124.931.458	98.884.083	138.084.435	124.899.490
HORNITO	133.849.259	150.178.345	142.093.346	133.835.183	150.126.516	142.056.368

5.3.3 HUELLA DEL AGUA

Nuestros procesos productivos utilizan principalmente agua de mar que luego se reintegra. En el marco de la normativa de vertidos de fuentes, las aguas descargadas al mar no pueden superar los 30 grados Celcius. En ENGIE Energía Chile, contamos con un sistema de sensores de temperatura del agua en los pozos de descarga que nos permite cumplir con holgura la normativa.

Calculamos nuestra Huella Hídrica considerando las siguientes variables:

- La Huella del Agua para las centrales convencionales fue obtenida a partir de balances hídricos y con diagramas de flujo de agua que permitieron identificar los tipos de agua (azul, verde o gris).
- En las centrales que consumen agua potable de externos se pondera el agua consumida según el lugar de procedencia.
- La fracción de agua que tiene un origen marino no es considerada en el balance de huella de agua azul.



Agua reutilizada (Agua PTAS usada en regadío de áreas verdes) m ³ /año			Agua de alimentación a plantas de agua (captación agua de mar) m ³ /año			Agua usada para humectar vertedero de cenizas m ³ /año		
2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
38.685	38.430	38.430	432.681	494.399	575.699	4.384	3.054	5.191,14
8.742	10.465	11.661	307.928	335.456	366.369	11.620	5.058	45.937
		7.200	719.141	1.537.363	1.553.518			
5.938	5.938	4.968	180.305	177.947	227.100	20.778	12.894	14.776
7.220	7.220	5.271	220.343	203.577	240.939	25.264	14.751	15.676

- En cuanto a la operación de las centrales hidroeléctricas, las pérdidas de agua por rebalse y evaporación por su paso por el generador son mínimas, y no generan un efecto significativo en el cálculo de Huella Hídrica.

Desde el año 2015 medimos nuestra Huella Hídrica bajo estos principios, influenciada principalmente por la Central Hidroeléctrica Laja.

Para el período 2021, nuestra Huella Hídrica alcanzó a 1,53 millones de metros cúbicos, un 8,9% inferior respecto de 2020.

Huella del Agua - Millones de m³ (Mm³)





5.3.4 BIODIVERSIDAD

Gestionamos nuestra biodiversidad considerando la normativa ambiental que obliga a las empresas a evaluar sus impactos previo a la construcción de los proyectos, con el fin de mitigarlos y en lo posible eliminarlos. Nuestra Compañía cuenta con cinco planes de gestión de la biodiversidad. Estos planes surgen de los requerimientos de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de cada proyecto; no obstante, nuestro objetivo es minimizar la afectación de la biodiversidad y fomentar el desarrollo de los ecosistemas. Nuestros planes están enfocados en la protección de la flora y especies locales, en la fauna y también en los factores bióticos.

- **Parque Solar Los Loros.** Para este parque nuestro el plan se enfoca en el desarrollo, rescate, relocalización y monitoreo de reptiles y vizcachas,

un plan de trabajo de formaciones xerofíticas, rescate y relocalización de cactáceas en categorías de conservación y forestación de otras especies de interés. Por causas que desconocemos, el plan no logró prosperar. Contratamos a expertos ambientales y nos recomendaron replantar las especies y hacerles un seguimiento por los siguientes dos años. Dentro de la proactividad que tenemos con la autoridad fue que decidimos partir de nuevo y hacer un seguimiento en base a los estándares medioambientales.

- **Central Hidroeléctrica Chapiquiña:** Está ubicada cerca de la Reserva Nacional Lauca. En coordinación y apoyo con CONAF tenemos un plan reforestación en altura de especies de la zona, principalmente queñuas y algunos cactáceos locales.

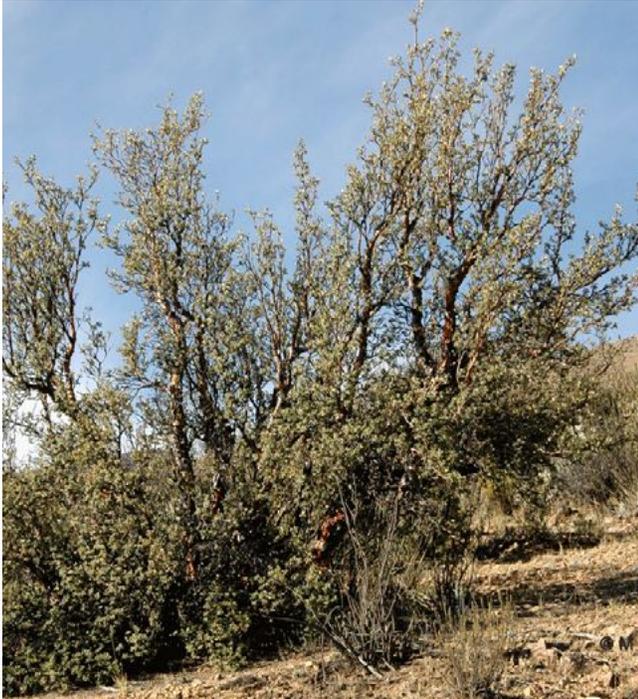


- **Parque Eólico Calama:** Contamos con un plan de manejo de biodiversidad que contempla todos los compromisos de la DIA y el monitoreo de línea base. En esta indagación se detectó la presencia de una lagartija que es endémica de la zona, lo que nos llevó a desarrollar estudios de hábitat críticos y revisar las medidas que se habían tomado durante la construcción para evitar daños a esta especie. Con la entrada en operación comercial, la autoridad ambiental solicitó un monitoreo de la avifauna cada dos semanas por los primeros dos años de operación.

- **Pampa Camarones.** En este parque nos focalizamos en el ámbito de los factores bióticos que inciden en los componentes vivos para la formación de un ecosistema. Estamos trabajando en la replantación y seguimiento de una especie local en el área del proyecto. Actualmente, está finalizado.

- **Central Hidroeléctrica Laja.** Para esta central ubicada en la Región de Biobío, contamos con planes de reforestación con especies locales. El compromiso es reforestar sobre 120 hectáreas. Hasta la fecha tenemos 40 hectáreas.

- **Parque Eólico Monte Redondo.** Nuestro plan está enfocado en la flora y vegetación y en un seguimiento a la fauna local. De acuerdo a los requerimientos de la autoridad, estamos plantando especies que son de la región pero no del hábitat donde está localizado el parque. Los resultados no han sido los esperados, porque las plantas no se adaptan, en gran medida, por el déficit hídrico de la zona. Estamos apoyando con riegos adicionales, una medida que supera las exigencias de la autoridad. La disposición legal contempla que los planes solicitados deben adaptarse a las condiciones naturales. En materia de fauna, estamos monitoreando el trayecto de la aves y potenciales colisiones en los aerogeneradores.



Número total de especies que aparecen en la Lista Roja de la UICN y en listados nacionales de conservación cuyos hábitats se encuentren en áreas afectadas por las operaciones de la organización, por nivel de riesgo de extinción:

i. En peligro crítico	
ii. En peligro	Liolaemus torresi Polylepis rugulosa
iii. Vulnerables	Adesmia argyrophylla Eriosyce aurata
iv. Casi amenazadas	
v. Preocupación menor.	Krameria cistoidea

PLANES DE BIODIVERSIDAD

UNIDADES	NOMBRE DEL HÁBITAT PROTEGIDO	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	ÁREA PROTEGIDA (HECTÁREAS)	ESPECIES AFECTADAS	TIPO DE IMPACTO	MEDIDAS DE RESTAURACIÓN
Parque Solar Los Loros	Desértico marginal de altura	Región de Atacama, Tierra Amarilla	8,7	<ul style="list-style-type: none"> Adesmia argyrophylla Krameria cistoidea Eriosyce aurata 	reversible	<ul style="list-style-type: none"> Colectar semillas. Viverizar semillas. Reforestar 5.492 plantas de Adesmia. Reforestar 124 plantas de Krameria. Relocalizar 2 individuos de Eriosyce.
Central Hidroeléctrica Chapiquiña	Parque Nacional Lauca	Región de Arica - Parinacota, Putre	No cuantificada.	<ul style="list-style-type: none"> Polylepis rugulosa 	reversible	<ul style="list-style-type: none"> Forestar 1,4 Ha con queñoaos.
Parque Eólico Calama	Desierto Absoluto Regiones de Antofagasta y Tarapacá	Región de Antofagasta, Calama	100	<ul style="list-style-type: none"> Liolaemus torresi 	reversible	<ul style="list-style-type: none"> Perturbación controlada durante la construcción. Señalización y difusión al personal sensibilidad especie.
Central Hidroeléctrica Laja.		Región Biobío	El compromiso es reforestar sobre 120 hectáreas; a la fecha tenemos 40 ha.			<ul style="list-style-type: none"> Planes de reforestación con especies locales.
Monte Redondo		Región de Atacama	En proceso.			

5.3.5 CUMPLIMIENTO **AMBIENTAL**

Durante 2021 recibimos 20 inspecciones de parte de la Superintendencia del Medio Ambiente sin que ninguna de ellas tuviera como resultado multas en materia de medioambiente.

En Mejillones tuvimos un evento ocasionado por una falla en la apertura de una escotilla en donde se almacenan las cenizas. Este incidente provocó una emisión de 22 toneladas de cenizas a la atmósfera, que precipitaron mayormente dentro de la planta y se recuperaron con técnicas de barrido, aspiración, etc. No se han iniciado nuevos requerimientos ni procesos de sanción ni sumarios por esta materia.

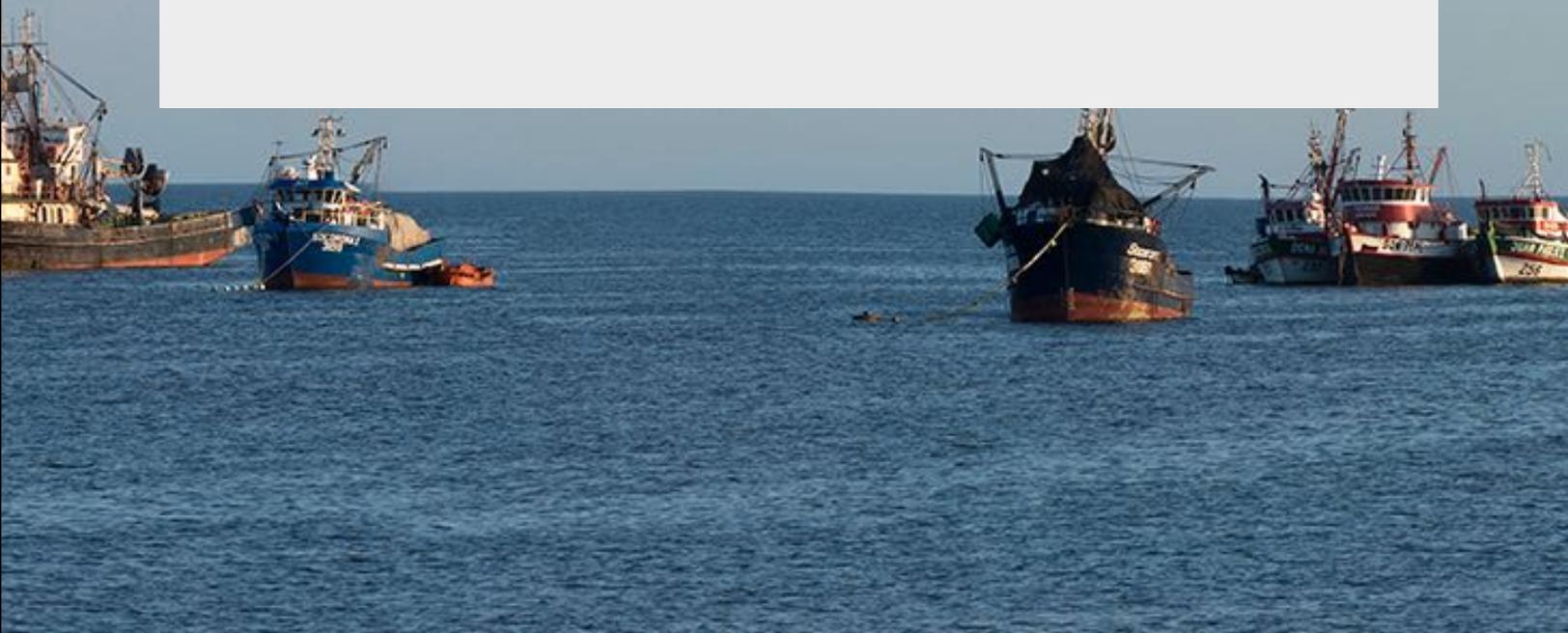
En el ámbito sanitario, se inició un proceso de sumario respecto de un programa de control de sustancias químicas en el sitio de Mejillones. El incidente se genera debido a un cambio normativo sobre el almacenamiento en bodega de sustancias peligrosas y sobre el cual aún no contábamos con el permiso de funcionamiento. Al cierre de este periodo la autoridad no entregaba la resolución definitiva.

Reporte digital de emisiones. En 2021 automatizamos el sistema de control de emisiones de nuestros centros termoeléctricos, lo que nos permite entregarle a la autoridad información en línea, minuto a minuto. Esta medida se adoptó para dar cumplimiento a las nuevas exigencias de reportabilidad solicitadas por la Superintendencia de Medio Ambiente.

Nueva normativa sobre conservación de los cielos. Este año entró en vigencia la normativa que prohíbe la contaminación de los cielos en las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo para conservar su calidad astronómica. Para dar cumplimiento comenzamos con un recambio de luminarias en todas nuestras instalaciones de generación y transmisión localizadas en estas regiones.

Monitoreo Espuma Marina Mejillones. En 2021 recibimos las conclusiones del estudio que encargamos sobre las causas que aportan en la formación de eventos de espuma marina en Mejillones. Nuestras investigaciones se enfocaron en identificar y dimensionar el aporte de la materia orgánica proveniente de las descargas industriales y de las condiciones naturales de la bahía de Mejillones. Los análisis e investigaciones realizadas permiten concluir que las condiciones oceanográficas de la bahía son determinantes en la formación de la espuma y que las descargas industriales contribuyen en menor medida.

Actualmente, estamos participando en la mesas de trabajo convocadas por la autoridad regional para la elaboración de normas de calidad secundarias para la bahía de Mejillones. Con ese fin, la autoridad encargó una consultoría que tiene un horizonte de dos años, por lo que sus resultados se esperan para 2023.







FACTORES DE RIESGO Y MARCO REGULATORIO

El sector de energía se encuentra expuesto a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, que pueden impactar nuestro desempeño y condición financiera. En ENGIE Energía Chile son monitoreados periódicamente por los responsables de los distintos procesos.

- 6.1 Nuestra Industria
- 6.2 Marco Regulatorio
- 6.3 Factores de Riesgos

6.1 NUESTRA INDUSTRIA

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores:



GENERACIÓN

Lo integran empresas generadoras de electricidad que venden su producción a clientes no regulados, empresas distribuidoras y otras empresas generadoras.

TRANSMISIÓN

Está conformado por compañías que transportan, en alta tensión, la electricidad producida por las empresas generadoras o que es requerida por los grandes clientes. Considera todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kv.

DISTRIBUCIÓN

Comprende cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kv.



TIPOS DE CLIENTES

CLIENTES LIBRES

Son los consumidores cuya potencia conectada supera los 5 MW y aquellos que están en el rango entre 500 kW y 5 MW que han optado por esta categoría. Estos usuarios no se encuentran sujetos a regulación de precio. Además, pactan los aspectos comerciales en el contrato, como volumen, precio, plazo y condiciones generales del suministro de energía.

CLIENTES REGULADOS

Son los clientes cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW y aquellos que están en el rango entre 500 kW y 5 MW que han optado por mantenerse en el segmento regulado. Los clientes regulados reciben el suministro energético a través de las distribuidoras, las que licitan el suministro en contratos a largo plazo.

ENGIE Energía Chile suministra energía a regulados a través de empresas distribuidoras y clientes libres ubicados en el ex sistema SING. Cuenta, además, con contratos para suministrar a clientes libres y regulados del ex sistema SIC, todos ubicados ahora en el Sistema Eléctrico Nacional.

El principal sistema eléctrico de Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que nace en noviembre de 2017 a partir de la unificación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se encuentra la mayor parte de la industria minera del país, y el Sistema Interconectado Central (SIC), en el que reside el 93% de la población.

El SEN alcanza una longitud de 3.300 km y cubre gran parte del territorio nacional, desde Arica por el norte hasta Chiloé por el sur.

Además del Sistema Eléctrico Nacional, existe el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

Desde el 1 de enero de 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es el organismo encargado de coordinar la operación del SEN. Su objetivo es preservar el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

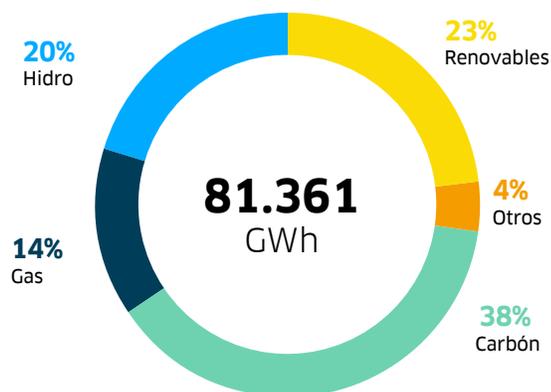
Esta entidad es la sucesora de los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y el SIC, que operaban sus sistemas de forma independiente.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN) (3.300 kilómetros)

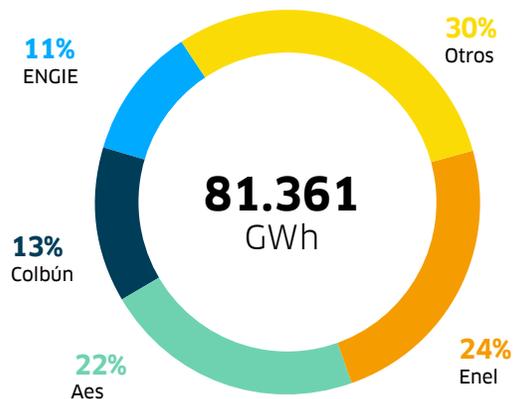


Al cierre de 2021, la generación eléctrica en el SEN por tipo de combustible y por empresa era la siguiente:

Generación por fuente



Generación por empresa



6.2 MARCO REGULATORIO

La Ley General de Servicios Eléctricos, la Ley de Transmisión Eléctrica y la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente son las principales normas que regulan la operación de ENGIE Energía Chile.

Las entidades reguladoras y fiscalizadoras de la compañía son:

- **Ministerio de Energía**
- **Comisión Nacional de Energía (CNE)**
- **Ministerio de Medio Ambiente**
- **Superintendencia de Medio Ambiente**
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)**
- **Panel de Expertos**

En ENGIE Energía Chile, contamos con una Gerencia de Regulación, integrada por un grupo de expertos dedicados a proteger y aportar al margen de la compañía por medio de la identificación y gestión de los riesgos regulatorios que puedan impactar a la empresa.

En 2021, esta gerencia pasó a integrar la Gerencia de Asuntos Corporativos con el objeto de coordinar, establecer sinergias y potenciar la relación de ENGIE con sus diferentes stakeholders.

Una de sus principales funciones es liderar el Comité de Regulación, conformado por el gerente general, los gerentes corporativos y un miembro del Directorio, instancia donde se define la estrategia regulatoria de la compañía.



PRIMER SEMESTRE

El primer semestre de 2021 estuvo marcado por la intensa agenda regulatoria vivida durante el año 2020 por temas de la contingencia sanitaria por COVID-19 que azotó el mundo entero.

El día 5 de enero se publica la Ley 21.301, la cual extendió el plazo a 36 meses, y de manera excepcional, las prórrogas del pago de deudas de usuarios finales por concepto de servicios de servicios básicos como electricidad, servicios sanitarios y gas de red.

Durante febrero se promulga la Ley N° 21.305 sobre eficiencia energética, la cual tiene por objetivo contribuir al uso eficiente de los recursos energéticos a través de la promoción de la gestión de energía en grandes consumidores y el fomento a la adquisición de vehículos eléctricos, en miras de la carbono-neutralidad al 2050.

A finales de marzo se inició el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, liderado por el Ministerio de Energía para proyectar el futuro energético del país de los próximos 30 años. El proceso anual consistió en diversas etapas de planes de trabajo, participación ciudadana, talleres temáticos e informes de avances.



Abril comenzó una gran controversia sectorial que se arrastrará hasta el año 2022 entre la Comisión Nacional de Energía y las Empresas Transmisoras con motivo de la publicación del Informe Preliminar de Valorización de las Instalaciones de Transmisión para el cuatrienio 2020-2023, debido a las grandes diferencias propuestas respecto de los valores actuales.

El 14 de abril, el Ministerio retoma las mesas de trabajo con el objetivo de discutir aspectos técnicos y propuestas de modificación al Mercado de Potencia, buscando generar acuerdos acerca de la definición del concepto de suficiencia ante la gran penetración de tecnologías renovables variables y periodos de mayor exigencia del sistema.

El fin de abril también trajo consigo la publicación de la Resolución Exenta N° 115/2021, por parte de la Comisión Nacional de Energía, en la cual se modificó el marco regulatorio del Fondo de Estabilización en lo que respecta al tratamiento de saldos generados por el congelamiento tarifario originado en 2020.

En relación con el Reglamento de Compensaciones por Disponibilidad de Suministro de Clientes Finales emitido durante 2020, el 24 de mayo y a través del

Oficio N°9114, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles realiza consultas a las empresas acerca de medidas de mitigación para fallas ocurridas durante 2020.

El 25 de mayo se emite, a través del Decreto N° 37/2019, el "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión", indispensable en la implementación de la Ley de Transmisión 20.936 de 2016 en los tópicos de Acceso Abierto, Planificación de la Transmisión y Licitaciones de Obras de Expansión.

Mayo también significó la promulgación de la Ley N° 21.340, que prorrogó los efectos de la Ley de Servicios Básicos y extendió el plazo de 36 a 48 meses para la prórroga del pago las deudas de los clientes finales, señalando como fecha de finalización de los beneficios de la ley el 31 de diciembre de 2021.

Durante junio se vivió una intensa actividad en torno a la Norma Técnica de Gas Inflexible, donde el día 4 la Comisión emite una propuesta de Norma basada en reportes de máximos trimestrales de Gas Inflexible potencial, iniciando así el día 11 la consulta ciudadana respecto del borrador.



SEGUNDO SEMESTRE

El segundo semestre de 2021 se inicia con el lanzamiento en julio por parte del Ministerio de Energía del proceso Evaluación Ambiental Estratégica de Estudio de Franja para Plan de Expansión 2017, teniendo por objetivo incorporar consideraciones ambientales en Políticas Públicas y Planes en miras de un desarrollo sustentable de las redes.

El 2 de agosto trajo consigo el Informe Final de Valorización de las Instalaciones de Transmisión para el cuatrienio 2020-2023, donde hubo poca aceptación de las observaciones planteadas por las empresas en el informe preliminar.

Las controversias suscitadas entre empresas y Comisión se materializaron en aproximadamente 550 discrepancias presentadas ante el Panel de Expertos presentadas en 3 días de audiencias públicas, y cuyo dictamen será conocido durante los primeros días de 2022. De este total TEN presentó más de 90 temas en discusión a través de 27 discrepancias.

Durante agosto, también se presentó el Plan de Expansión 2020 de los sistemas de transmisión, en donde se mandató la Ampliación en Subestación Algarrobal 220 kV, cuyas condiciones de licitación quedaron sujetas a la ejecución de obras mediante el artículo 102.

El 30 de agosto se publica el Informe Preliminar de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027.

El 16 de septiembre, la Comisión Nacional de Energía modifica la regulación del Fondo de Estabilización incorporando saldos paralelos asociados a los conceptos de Reconocimiento de Generación Local y Equidad Tarifaria Residencial.

El 18 de octubre se aprueba la modificación de la norma técnica para programación de la operación de unidades que utilicen gas natural regasificado.

A principios de octubre se pone fin a la Consulta Pública a la propuesta de Reglamento de la Estrategia de Flexibilidad, introduciendo un cambio que reduce “el premio” al precio de la potencia desde su publicación y se agrega un periodo de transición donde se reconoce un nivel de Potencia Inicial de las Unidades de Almacenamiento en una configuración híbrida ERNC.

A finales de octubre se emite el Informe técnico definitivo PNP ENE22, donde la Comisión proyecta el tope del fondo de estabilización en junio de 2022.

En noviembre, el Ministerio de Energía publica el listado de obras nacionales y zonales que deben iniciar el estudio de franja o licitación asociados al Plan 2020.

Del mismo modo, el 23 de noviembre, y de forma complementaria a la Estrategia de Flexibilidad, se presentó un Proyecto de Ley para la promoción del Almacenamiento, la habilitación de la conexión de infraestructura que combinan generación y consumo y la electromovilidad. Con el proyecto de ley se busca que los sistemas de almacenamiento puros, incluyendo los incorporados en los vehículos eléctricos, puedan participar del Mercado de Potencia y que se consideren beneficios tributarios que permitan incentivar una mayor inclusión de vehículos eléctricos al mercado.

El 13 de diciembre, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a Consorcio Yallique los derechos de ejecución y explotación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

El 16 de diciembre, el Tribunal de la Libre Competencia dictaminó una medida precautoria para congelar la aplicación de los contenidos sobre Gas Inflexible de la modificación de la Norma Técnica GNL.

El 21 de diciembre se otorga a Edelnor Transmisión la concesión definitiva para el proyecto Nueva Chuquicamata - Calama 220kV.

El 30 de diciembre, el Ministerio de Energía publica la versión final de la Estrategia de Transmisión Justa para la carbono-neutralidad del país, acompañando el cierre y/o nuevos usos de centrales a carbón en Chile.

Finalizando el año, el día 31 de diciembre, la Comisión Nacional de Energía publica las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares para la Realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2024-2027, que servirán de inicio para la discusión durante el año 2022.

6.3 FACTORES DE RIESGO

El sector de energía está sujeto a condiciones económicas, políticas, regulatorias, sociales y competitivas diversas y cambiantes. Como parte del desarrollo normal del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, que pueden impactar nuestro desempeño y condición financiera, y que son monitoreados periódica y cercanamente por los responsables de los distintos procesos y coordinados por las Áreas de Control de Gestión y de Riesgos y Seguros.

En ENGIE Energía Chile, tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos, que es actualizada y revisada trimestralmente. El monitoreo del avance de los planes de acción y la actualización de los riesgos es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado “ERM” o “Enterprise Risk Management”.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente. La estrategia de gestión de riesgos financieros está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

A continuación, se resume la gestión de los riesgos de la sociedad y sus filiales, agrupados en:

- 1. Riesgos relacionados con el negocio**
- 2. Riesgos vinculados a la situación del país**
- 3. Riesgos de mercado**
- 4. Riesgos que representen un daño reputacional**
- 5. Riesgos derivados de cambios en el marco regulatorio**



6.3.1. Riesgos relacionados con el negocio

PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN

Nuestro negocio enfrenta tanto riesgos como oportunidades producto de los esfuerzos de promoción de la descarbonización de nuestra matriz de generación de energía, para hacer frente a la creciente demanda por energía generada con medios renovables. En este contexto, nuestras propias iniciativas, así como las acciones legislativas y normativas para abordar el cambio climático y temas ambientales, podrían tener un impacto relevante en nuestra industria y negocio.

El Gobierno chileno ha emprendido una política de apoyar las fuentes de generación de energía renovables, para reducir su dependencia del carbón como fuente de producción de energía eléctrica, apuntando a la carbono-neutralidad hacia el año 2050.

Nuestra compañía ha participado activamente en todas las instancias y mesas de trabajo convocadas por el Gobierno. En 2019 anunciamos el calendario de cierre de seis unidades a carbón para el periodo 2019-2024, en el marco de nuestro Plan de Descarbonización. En abril de 2021 anunciamos una expansión de nuestro programa de transformación que involucra la salida total de la generación con carbón a fines de 2025. Este programa contempla un plan de rotación de activos que reemplaza generación térmica por energía renovable, así como una serie de iniciativas dirigidas a mitigar el impacto social que implica este recambio; entre ellas, la menor capacidad de generar empleo de los activos renovables. Al término de 2025 habremos desconectado del sistema casi 800 MW de capacidad instalada a carbón provenientes de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico Tocopilla (desconectadas en junio de 2019); de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla



(programadas para ser desconectadas a fines de 2021, aunque su cierre ha debido postergarse al menos hasta junio de 2022 a pedido del Coordinador, como medida de emergencia para enfrentar de la escasez de generación hidráulica) y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Térmico Mejillones (desconexión programada para fines de 2024). Los restantes 700 MW de capacidad instalada a carbón serán sujetos a la reconversión de las unidades. Infraestructura Energética Mejillones (375 MW) será reconvertida para operar con gas natural, mientras que Central Termoeléctrica Andina y Central Termoeléctrica Hornitos (350 MW) comenzarán a operar con biomasa a partir de 2026. El cierre anticipado de unidades de generación a carbón ha representado pérdidas por deterioro en el valor de activos por un total de US\$ 187 millones netos de impuesto a la renta, las que fueron reconocidas en nuestros estados financieros de 2018 y 2019. Se espera que la reconversión de centrales representará un costo total cercano a los US\$ 75 millones. Nuestro plan de transformación considera la adición de cerca de 2.000 MW de capacidad instalada de energía renovable, de los cuales 393 MW ya han sido adquiridos o conectados entre 2019 y 2021, mientras que otros 268 MW de capacidad renovable se encuentran en construcción, con operación comercial programada para el año 2022. (Más información páginas 45 a 49).

Existen diversas iniciativas tramitándose en el Congreso Nacional que podrían derivar en limitaciones o prohibiciones aún más estrictas en relación con las plantas de generación eléctrica a base de combustibles fósiles. Si bien nos encontramos abocados en encontrar formas de acelerar nuestro

proceso de descarbonización, mediante el cierre o reconversión de las unidades remanentes, iniciativas legales de esta naturaleza se traducirían en mayores pérdidas por deterioro en el valor de nuestros activos, así como en necesidades adicionales de inversión en activos renovables y sistemas de almacenamiento de energía para honrar nuestros contratos de suministro.

Por otra parte, el proceso de descarbonización es un fenómeno mundial que no está exento de riesgos. De partida, el cierre de centrales a carbón ha producido deterioro en el valor de los activos, una mayor dependencia de combustibles más amigables con el proceso de transición energética, tales como el gas natural, y limitaciones de producción, transporte y financiamiento para la explotación de combustibles fósiles, que han redundado en alzas significativas de precio. El conflicto entre Rusia y Ucrania no ha hecho más que agravar esta situación de escasez de suministro y precios de combustibles fósiles en niveles nunca antes vistos. La construcción de activos de generación renovable a gran escala en el mundo también ha traído dificultades para conseguir suministros y su transporte, así como personal entrenado en la construcción de estos activos y contratistas en situación operacional y financiera para sobrellevar los desafíos de la construcción de proyectos.

Debido a que el primer paso en el proceso de descarbonización es el de reformular las tarifas de los contratos de suministro a nuestros clientes, dejando de lado la indexación a los precios de combustibles fósiles y adoptando la inflación como único indexador, durante el proceso de transición se han producido descalces entre las tarifas del portafolio de contratos y los costos variables de la operación.



COMBUSTIBLES Y CADENA DE SUMINISTRO

• Indisponibilidad o interrupciones en la cadena de suministro de combustibles

Importamos una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una disrupción en su cadena de producción o fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos vernos forzados a adquirir a mayores precios, ya sea el mismo combustible o un sustituto, y podríamos ser incapaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes, con la consiguiente reducción en nuestros márgenes operacionales.

• Riesgo de precio de combustibles

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores geopolíticos y de mercado ajenos al

control de la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (WTI o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021, con lo que podría aumentar temporalmente su exposición al riesgo de precios de commodities hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar los contratos de suministro indexados a la inflación. En el pasado, la empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles y se encuentra en proceso de implementar una estrategia de cobertura para 2022. Durante 2021 y en lo que va de 2022 se ha constatado una materialización de este riesgo. En nuestro país, los últimos años han sido extremadamente secos, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto ha coincidido con dificultades en el suministro de carbón y gas natural, debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, lo que se ha traducido en alzas de precio a niveles nunca vistos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema han alcanzado niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico.

CLIENTES

- **Dependencia de un número limitado de clientes que representan un volumen significativo de nuestras ventas**

En nuestro negocio de venta de energía eléctrica dependemos de la capacidad y disposición de un número limitado de grandes clientes de cumplir sus compromisos contractuales para con nosotros en forma oportuna. Si alguno de estos clientes no pudiere o se negare a cumplir sus obligaciones de pago, nuestro flujo de caja y nuestra condición financiera podrían verse afectados. Adicionalmente, si alguno de estos clientes entrare en situación de insolvencia, nuestra capacidad de recuperar los pagos debidos bajo los contratos de suministro podría verse limitada. Por otra parte, no podemos asegurar la renovación de los contratos de suministro con clientes relevantes a su vencimiento o de renovarlos en condiciones que resulten ser al menos igualmente favorables que las actuales para nuestra compañía. ENGIE Energía Chile considera que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta es aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

- **Impacto de la caída en el precio del cobre en nuestros principales clientes**

Aproximadamente un 48% de nuestra venta física de energía corresponde a empresas mineras, cuya condición financiera depende en gran medida del precio internacional del cobre. Históricamente, los precios del cobre han fluctuado debido a factores ajenos al control de nuestros clientes, tales como condiciones políticas y económicas internacionales, niveles de oferta y demanda, disponibilidad y costo de productos sustitutos, niveles de inventarios y diversas acciones de los agentes de los mercados de commodities. Si bien nuestros clientes están entre los mayores productores de cobre a nivel mundial, caídas sostenidas en los precios del cobre o caídas prolongadas en la demanda por cobre podrían tener impactos adversos en los ingresos y resultados financieros de nuestros clientes, quienes podrían verse forzados a reducir o suspender algunas de sus operaciones mineras, disminuyendo su demanda por electricidad y su capacidad de cumplir con sus obligaciones financieras bajo nuestros contratos de suministro de energía y potencia.

- **Planes de expansión de capacidad instalada y de nuestros clientes**

Históricamente, los aumentos en la demanda por electricidad en Chile han estado correlacionados con el desarrollo de grandes proyectos mineros. La creciente preocupación por el calentamiento global y la escasez de agua también han contribuido a limitaciones y regulaciones ambientales más estrictas para la industria minera, resultando en desafíos relevantes para el desarrollo de grandes proyectos mineros. Hemos respondido a los requerimientos de nuestros clientes en términos de la reducción de su propia huella de carbono, mediante la renegociación de nuestros contratos de suministro de electricidad, cambiando la indexación de tarifas y las fuentes de suministro. Posibles fallas de nuestros clientes en completar la construcción de nuevos proyectos podrían resultar en la incapacidad de honrar sus compromisos de demanda contratada bajo sus contratos de suministro de electricidad o en la terminación anticipada de dichos contratos. Si bien habitualmente este tipo de contratos está respaldado por garantías, podríamos quedar expuestos a la venta de electricidad en el mercado spot o a buscar contratos alternativos, lo que podría tener resultados adversos en nuestra condición financiera y nuestros resultados operacionales.

- **Multas por fallas en nuestro suministro a clientes**

La Sociedad está expuesta a multas por infracción de las normativas vigentes en Chile, incluyendo apagones totales o parciales del sistema eléctrico y/o demoras en restaurar la energía después de aquello. Estas multas se podrán imponer a todas las compañías eléctricas que participan en el SEN cuando el apagón del sistema es producto de un error operativo de cualquier empresa generadora u operadora del sistema de transmisión, incluyendo las fallas relacionadas con la coordinación de las obligaciones de los participantes del sistema. Las compañías generadoras también podrían verse obligadas a pagar indemnizaciones a los clientes no regulados o a los clientes regulados afectados por escasez de suministro eléctrico.



- **Suministro de electricidad a clientes regulados**

Las compañías generadoras que suministran electricidad a los clientes regulados están expuestas a riesgos adicionales. Aproximadamente un 47% de nuestras ventas de electricidad medidas en dólares de Estados Unidos se hacen a compañías de distribución reguladas. En primer lugar, una compañía generadora que celebra contratos de suministro con clientes regulados tiene la obligación de realizar pagos compensatorios a los clientes regulados afectados por fallas de suministro cuando dichas fallas sean atribuibles a la compañía generadora. Por ejemplo, si una compañía generadora no puede cumplir sus contratos de suministro con clientes regulados durante un período en que se encuentre vigente un decreto de racionamiento, tiene la obligación de indemnizar a dichos clientes por la escasez de energía resultante. Esto contrasta con los contratos de suministro con los clientes no regulados, los cuales requieren indemnización solo si se estipula en el contrato de suministro.

Además, las compañías generadoras que tienen contratos de suministro con clientes regulados no podrán invocar fuerza mayor bajo dichos contratos cuando se haya promulgado un decreto de racionamiento, sea como consecuencia de una sequía, de una falla de las unidades generadoras o de la falta de gas transportado por ductos internacionales. Por ende, a diferencia de los contratos de suministro con clientes no regulados, la parte suministradora de un contrato de suministro con clientes regulados asume un mayor riesgo proveniente de la ocurrencia de dichos eventos de fuerza mayor.

- **Juicios, arbitrajes u otras contingencias**

Vendemos electricidad bajo contratos a grandes clientes mineros e industriales, así como a compañías distribuidoras de electricidad. Adicionalmente, firmamos otros contratos comerciales y legales en el curso normal de nuestro negocio, incluyendo contratos con proveedores y contratistas para la construcción de nuestros proyectos de inversión. La interpretación y aplicación de ciertas provisiones o cláusulas en nuestros contratos podrían dar lugar a desacuerdos o disputas entre nosotros y nuestros clientes, proveedores u otras contrapartes.

- **Riesgos relacionados con restricciones en sistemas de transmisión**

Nuestras centrales están conectadas al principal sistema eléctrico interconectado de Chile, el SEN. Suministramos la energía utilizando las líneas de transmisión existentes a las que por ley existe un acceso abierto. En consecuencia, podemos despachar energía a una subestación, pero nuestros clientes podrán retirarla en otra subestación más cerca de sus instalaciones. También dependemos de servicios entregados por terceros que poseen o controlan las líneas de transmisión y subestaciones que utilizamos para entregar energía. En el evento que se impongan restricciones de transmisión debido a condiciones técnicas o de diseño, nuestra capacidad de suministrar energía a nuestros clientes podría verse limitada, lo que podría afectar de manera importante nuestro negocio y condición financiera.

NUEVOS PROYECTOS

- **Retrasos o sobrecostos en la construcción o en la entrada en operaciones de nuestros nuevos proyectos**

Retrasos en la construcción o en la entrada en operación comercial de nuevos proyectos podrían afectar nuestro negocio en forma adversa, si bien contamos con seguros y cláusulas de protección en nuestros contratos con proveedores y contratistas. Entre los factores que podrían impactar nuestra capacidad de construir o comenzar operaciones de nuevos proyectos podemos mencionar (i) retrasos en la obtención de permisos, incluyendo permisos ambientales y sectoriales; (ii) fallos legales adversos sobre aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como resoluciones de calificación ambiental, (iii) escasez o aumentos en el precio de equipos, materiales o personal; (iv) incapacidad de los contratistas para terminar las obras principales o auxiliares en las fechas acordadas por dificultades técnicas, operacionales o financieras; (v) oposición de grupos políticos, ambientales o étnicos, tanto locales como internacionales; (vi) huelgas; (v) cambios políticos y regulatorios adversos en Chile; (viii) condiciones meteorológicas adversas; (ix) condiciones geológicas adversas y (x) desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevistos, tales como la pandemia de COVID-19, que se desató en nuestro país en 2020 y que tuvo variados efectos adversos, debido a cuarentenas, cierres de puertos y restricciones a los transportes de suministros, entre otros.

- **Inversiones de capital requeridas**

Nuestro negocio tiene un coeficiente alto de capital. Se requerirán gastos de capital importantes para construir, reparar, reemplazar y mejorar nuestras instalaciones de generación, transmisión y transporte de energía. La respuesta a aumentos de competencia, la satisfacción de nuevas demandas de clientes y el mejoramiento de las capacidades de nuestras instalaciones de generación, transmisión y transporte de energía podrían provocar un aumento de nuestros gastos de capital necesarios a futuro.

TECNOLOGÍA Y CIBERSEGURIDAD

- **Cambio tecnológico y una mayor competencia**

Gracias a la evolución tecnológica, el costo de desarrollo de proyectos de energía eólica y solar ha caído en forma significativa en años recientes en comparación con las tecnologías termoeléctricas o hidroeléctricas tradicionales. Esta es una de las principales razones para la entrada masiva de nuevos proveedores en un mercado tradicionalmente dominado por un número limitado de productores, la que también ha llevado a una disminución en los precios de la energía ofrecidos en las últimas licitaciones de suministro de energía conducidas por el Gobierno chileno por cuenta de las compañías de distribución eléctrica. Se espera que la instalación de plantas de generación de energía renovable no convencional (ERNC) cumplan con holgura las metas del Estado chileno de contar con un 20% de ERNC hacia el año 2025. A medida que nuevos participantes y los actuales incumbentes aumenten su capacidad de generación de energía con fuentes renovables, las presiones por menores precios de energía, tanto de parte de nuestros clientes y competidores como de la sociedad seguirán en aumento, podrían originar cambios en las condiciones de nuestros contratos de suministro eléctrico. Aunque se espera que esta tendencia se traduzca en una reducción de nuestros costos de operación, podría tener un efecto temporal adverso en nuestra situación financiera y en nuestra capacidad de financiar la construcción de proyectos de energía renovable necesarios para nuestros planes de reconversión de activos.

- **Informáticos o de ciberataques.**

Los riesgos de la seguridad de la información han aumentado en general en los últimos años producto de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ciberatacantes, además del aumento de conexiones de equipos y sistemas a la internet. En el evento de un ciberataque, se podrían interrumpir nuestras operaciones comerciales, lo cual podría provocar pérdidas y costos de respuesta, además de litigios y daños a nuestra reputación. Un ciberataque podrá afectar adversamente nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.



RIESGOS RELACIONADOS CON FALLAS MECÁNICAS, ELÉCTRICAS O ACCIDENTES QUE PUEDAN AFECTAR LA DISPONIBILIDAD DE NUESTROS ACTIVOS PARA SUMINISTRAR ENERGÍA

Aunque realizamos mantenimiento periódico y mejoras operacionales para garantizar la disponibilidad comercial de nuestras centrales y contamos con seguros con coberturas por daño físico y lucro cesante, fallas mecánicas o eléctricas o accidentes podrían provocar periodos de indisponibilidad de suministro. Periodos largos de inoperatividad de nuestras centrales eléctricas podrían tener un impacto adverso en nuestro desempeño financiero, porque podríamos vernos obligados a comprar electricidad en el mercado spot a un precio más alto o a suplir esta falta de disponibilidad aumentando la energía producida por nuestras centrales que operan a costos más altos para poder cumplir nuestras obligaciones contractuales. Para gestionar este riesgo, la compañía contrata seguros para cubrir tanto daño físico como lucro cesante derivados de eventos de interrupción de nuestros servicios. La mayor dificultad para contratar pólizas de seguro que cubran centrales a carbón y los mayores costos de primas asociadas a la mayor siniestralidad, tanto por razones de operación como por fenómenos geológicos o climáticos fuera de nuestro control, podrían tener un impacto negativo en nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.

6.3.2. Riesgos relacionados al país

SITUACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA DEL PAÍS

Nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera dependen de manera considerable de las condiciones económicas imperantes en Chile. La economía chilena comprobó ser resistente durante la última crisis financiera internacional, pero es más pequeña que otras economías. Adicionalmente, las condiciones económicas en Chile dependen sustancialmente de la exportación de materias primas como el cobre, dependiendo dichas exportaciones, a su vez, de precios internacionales. A medida que los precios bajan, disminuyen las exportaciones de cobre, lo cual reduce la demanda eléctrica de nuestros clientes mineros, pudiendo impactar negativamente nuestras ventas y resultados operacionales. En particular, las ventas eléctricas de algunas de nuestras filiales dependen de la industria minera, especialmente de la industria de minería de cobre.

Además, cambios de las condiciones sociales, políticas, normativas y económicas o de las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la fabricación, desarrollo e inversión en Brasil, Estados Unidos, Asia y Europa, entre otras naciones y regiones, junto con las crisis e incertidumbres políticas en otros países de América Latina o del mundo, podrían afectar de manera negativa el crecimiento económico de Chile y los países vecinos, y en consecuencia, tener un efecto adverso en nuestro negocio.

El 18 de octubre de 2019 comenzó un periodo de protestas a través del país, inicialmente gatilladas por un aumento de las tarifas del Metro de Santiago. Las protestas incluyeron episodios de violencia con la destrucción de numerosas estaciones de Metro y otros activos públicos y privados en Santiago y otras ciudades del país. Las protestas y la violencia asociadas causaron interrupciones en la industria, el transporte y el comercio, afectando entre otras cosas la demanda por electricidad en el cuarto trimestre de 2019. Numerosas demandas de la ciudadanía se hicieron visibles, ante lo cual el Gobierno anunció una agenda social incluyendo aumento en las pensiones mínimas, expansión de la cobertura de salud, aumento de impuestos a los más ricos, reducción de la jornada laboral y reducción y estabilización de tarifas de servicios del transporte público y la electricidad. Para financiar la agenda social, el Gobierno inició trámites para cambiar la Reforma Tributaria en discusión en el

congreso. El 15 de noviembre de 2019 el Gobierno y los principales partidos políticos acordaron llamar a un plebiscito en abril de 2020 para determinar la disposición de la ciudadanía a cambiar la Constitución Política del país. Este plebiscito, que tuvo que postergarse a octubre de 2020 a raíz de la pandemia, resultó en la aprobación, por amplia mayoría, de la redacción de una nueva Constitución mediante la elección de una Asamblea Constituyente. La asamblea tendrá nueve meses para redactar la nueva constitución, plazo que podrá ser extendido por tres meses. Cada nuevo artículo de la Constitución deberá ser aprobado por dos tercios de la Asamblea y un plebiscito con participación obligatoria deberá ratificar la Constitución. Si bien estas medidas han tendido a calmar los ánimos, el llamado estallido social ha tenido impactos económicos, con aumentos en el desempleo, desaceleración del crecimiento económico y depreciación del tipo de cambio, entre otros, y sigue existiendo un ambiente de mayor polarización y episodios de violencia en distintas regiones del país. El mayor grado de incertidumbre política, económica y social podría tener impactos en nuestras operaciones y resultados.

DESASTRES NATURALES

Los desastres naturales podrían dañar nuestras centrales eléctricas, afectar adversamente nuestra capacidad de generación y aumentar nuestros costos de producción, así como también podrían afectar a nuestros clientes y su demanda por electricidad. Si ocurrieran dichas dificultades operativas, podríamos vernos en la necesidad de comprar energía en el mercado spot o celebrar contratos de suministro adicional con el fin de cumplir nuestras obligaciones contractuales, todo lo cual podría impactar negativamente nuestra condición financiera y resultados operacionales. No podemos asegurar que los desastres naturales no tengan un impacto negativo en nuestras instalaciones a futuro. Chile se encuentra en un área sísmica que expone nuestras instalaciones a terremotos y maremotos. Para mitigar los potenciales efectos de este riesgo, la administración de la Sociedad toma las medidas que considera pertinentes, como contratación de pólizas de seguros de propiedad y lucro cesante, preparación de planes de evacuación coordinados con las autoridades, simulacros, sitios de contingencias y otras medidas de "business continuity".



CRISIS SANITARIAS: EPIDEMIAS, ENDEMIAS, PANDEMIAS

Una crisis sanitaria, ya sea en la forma de epidemia o pandemia, podría tener efectos adversos en nuestro personal, nuestras operaciones, la demanda de energía y la capacidad de pago de nuestros clientes, entre otros múltiples efectos que podrían impactar negativamente nuestra condición financiera y resultados operacionales. En caso de una crisis sanitaria relevante, tal como la pandemia COVID-19 que comenzó a manifestarse en Chile en marzo de 2020, la Compañía dispone la formación inmediata de un Comité de Crisis e implementa planes de contingencia con todas las medidas sanitarias correspondientes en los sitios, cumpliendo con las disposiciones de la autoridad, para asegurar la salud y bienestar de nuestros colaboradores. De la misma forma, se hace seguimiento de las acciones tomadas por nuestras empresas contratistas y proveedores y se exige el cumplimiento de los estándares necesarios para mantener seguros a sus respectivos trabajadores. En caso de una crisis sanitaria, privilegiamos tres líneas de acción: asegurar el bienestar de nuestros trabajadores; asegurar la continuidad operacional de nuestra empresa, fundamental para mantener el suministro eléctrico del país; y coordinarnos de la mejor forma posible con nuestros grupos de interés, tales como accionistas, clientes, proveedores y comunidades, para mantener un diálogo directo y colaborar con cada uno de ellos en lo que sea posible.



EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN

Chile ha experimentado altas tasas de inflación en el pasado. Aunque dichas tasas han estado relativamente bajas en los últimos años, esta tendencia cambió radicalmente, con tasas de inflación de 7,2% en Chile y 7% en Estados Unidos en 2021. Es posible que las medidas que los gobiernos adopten para controlar la inflación restrinjan la disponibilidad de créditos e impidan el crecimiento económico. Es también posible que algunos de nuestros costos y gastos se incrementen como resultado de la inflación, lo que se ve mitigado por las tarifas de nuestros contratos de suministro a clientes, que por lo general están denominadas en dólares e indexadas parcialmente al IPC de EE.UU. Aun así, podría ocurrir que no podamos transferir un aumento en la inflación local a nuestros clientes, lo cual podría provocar un efecto adverso en los resultados de la Sociedad.

RIESGOS RELACIONADOS CON RÉGIMENES TRIBUTARIOS

La Compañía cuenta con altos niveles de digitalización y un gran porcentaje de sus colaboradores están en condiciones de trabajar en forma remota y así evitar contagios y propagación del virus. Una pandemia puede dar lugar a una crisis financiera internacional que podría afectar negativamente nuestra capacidad para obtener financiamientos en el mercado financiero o bien afectar los costos de financiamiento. Además, podría afectar al comercio internacional con impactos en suministros relevantes para asegurar nuestra operación y construcción de proyectos de inversión.

El 3 de marzo de 2020 se registró el primer caso de Coronavirus o COVID-19 en Chile. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud reconoció oficialmente al Coronavirus como una pandemia. En 2020 y 2021, los resultados de la Compañía se vieron afectados por la pandemia en cuanto a una menor demanda de electricidad por parte de clientes regulados, un leve aumento de la morosidad en los pagos de nuestros clientes y retrasos en la construcción de proyectos debidos a interrupciones temporales en el suministro de equipos, cierres de puertos en los países de origen, dificultades en el transporte de materiales y contagios de personal de contratistas. A pesar de estos efectos, la Compañía logró cumplir con los resultados pronosticados para el año.

El 29 de septiembre de 2014, la Ley N° 20.780 (modificada por la Ley N° 20.899, la "Reforma Tributaria 2014"), introdujo cambios significativos al sistema tributario de Chile y consolidó las facultades del SII para controlar e impedir que se eviten impuestos. La Reforma Tributaria de 2014 introdujo cambios al sistema de impuestos al permitir la coexistencia de regímenes tributarios alternativos: (i) el régimen parcialmente integrado y (ii) el régimen de renta atribuida. En nuestra calidad de sociedad anónima abierta, el régimen que nos aplica es el de parcialmente integrado, que implica una tasa de impuesto a la sociedad de 27% a partir del año 2018.

Como consecuencia de los disturbios sociales acontecidos en octubre de 2019 en Chile, el Gobierno chileno y parte de la oposición lograron un acuerdo que se tradujo en la promulgación de la Ley N° 21.210, que introduce principalmente las siguientes modificaciones: (i) una nueva tasa marginal límite de 40%, en vez del 35%, para el tramo de impuestos personales; (ii) una sobretasa de impuesto territorial sobre el conjunto de activos inmobiliarios de un mismo contribuyente cuyo avalúo fiscal exceda de un monto alrededor de US\$ 0,6 millones con una tasa progresiva entre 0% y 0,275%; (iii) la eliminación del pago provisional de las utilidades absorbidas (PPUA) a contar del año comercial 2024;

(iv) la eliminación del régimen de renta atribuida, manteniendo el régimen semi integrado como el sistema general y único de impuestos a la renta; (v) un régimen tributario especial para contribuyentes PYME (entidades con ventas anuales menores a un monto de alrededor de US\$3,1 millones), el cual incluye medidas tales como una tasa de impuesto a la renta de 25%, mayores incentivos para la reinversión de utilidades aumentando la posibilidad de deducir como gasto el 50% de las utilidades reinvertidas (con tope de hasta aproximadamente US\$0,2 millones), depreciación instantánea y exención de sobretasa de contribuciones; (vi) creación de una contribución especial de un 1% a los proyectos de inversión para contribuyentes de impuesto de primera categoría con contabilidad completa que impliquen una inversión igual o mayor a US\$ 10 millones en activo tangible y que deban pasar por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA); y (vii) mantención del actual límite de 65% de crédito fiscal IVA para la construcción de viviendas. Adicionalmente, el 2 de septiembre de 2020 se publicó la Ley N° 21.256 que establece medidas tributarias que forman parte del plan de emergencia para la reactivación económica y del empleo en un marco de convergencia fiscal de mediano plazo. Las principales medidas son: (i) disminución de la tasa de impuesto a 10% para contribuyentes del régimen Pro Pyme; (ii) posibilidad para los contribuyentes Pro Pyme de solicitar un reembolso del remanente acumulado de crédito fiscal IVA de las declaraciones de impuesto en los meses de julio, agosto o septiembre de 2020; y (iii) posibilidad de aplicar depreciación instantánea e íntegra para los contribuyentes que declaren el impuesto de primera categoría sobre renta efectiva determinada según contabilidad completa, conforme a la Ley sobre Impuesto a la Renta, que adquieran bienes físicos del activo inmovilizado nuevos o importados en el periodo comprendido entre el 1 de junio de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

La Reforma Tributaria de 2014 también impuso un nuevo impuesto anual sobre emisiones de material particulado, NOx, SO2 y CO2 para establecimientos cuyas fuentes fijas, como calderas o turbinas, tengan una energía térmica individual o en su conjunto equivalente a 50 MW o más (el "Impuesto Verde"). Lo anterior se aplica a la Sociedad.

Actualmente, el Impuesto Verde aplicable a las emisiones CO2 es de aproximadamente US\$5,00 por tonelada emitida, en tanto que el Impuesto Verde sobre NOx, SO2 y material particulado es de aproximadamente US\$0,02 por tonelada emitida. En cada caso, la base imponible se multiplica según una fórmula que toma en cuenta el factor de dispersión del contaminante, el costo social per cápita del contaminante y la población del país. El Impuesto Verde se implementó y comenzó a devengarse sobre emisiones en el año 2017. La Sociedad y sus filiales pagaron un total de US\$21,35 millones por Impuestos Verdes en abril de 2021.

La Reforma Tributaria de febrero de 2020 contempla algunas modificaciones de las normas sobre el Impuesto Verde, principalmente en lo siguiente:

Primero. Se reemplaza el límite de 50 MW para la aplicación de los Impuestos Verdes, y dispone que todo establecimiento estará sujeto al Impuesto Verde (sin importar la capacidad técnica de sus fuentes fijas) si tiene emisiones en exceso de (i) 100 toneladas de material particulado o (ii) 25.000 toneladas de CO2 por año. Esta modificación regirá a partir del 1 de enero de 2025.

Segundo. Para efectos de calcular el Impuesto Verde, la reforma define establecimiento (local donde se transforme materia prima u originen nuevos productos), fuente emisora (fuente fija que genere emisiones a partir de combustión); excluyendo el "sesgo tecnológico" a través de eliminar el requisito de capacidad instalada y combustión. Por último, se excluyen calderas de agua caliente.

Tercero. La ley permite a los contribuyentes de Impuestos Verdes compensar todas o parte de sus emisiones tributables mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones del contaminante que provoca el impuesto. Dichos proyectos deben ser acreditados por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Esta modificación entrará en vigencia una vez transcurridos 3 años desde la publicación de la ley.

Se promulgó un nuevo impuesto específico aplicable a las emisiones atmosféricas en relación con la Reforma Tributaria 2014 que entró en vigencia en 2017, venciendo los pagos iniciales en 2018. Esto podría tener un efecto negativo en nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales si no podemos transferir a nuestros clientes el aumento de costos

relacionados con este impuesto. Un nuevo proyecto de ley de reforma tributaria que se debate actualmente en el Congreso chileno contempla modificaciones de algunos aspectos de este impuesto específico.

Actualmente, la Superintendencia del Medio Ambiente envía en marzo de cada año al Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII) un informe sobre la cantidad de emisiones de cada contribuyente de Impuestos Verdes durante el año calendario anterior para que el SII determine el impuesto aplicable. Si el contribuyente de Impuestos Verdes objeta el cálculo de la Superintendencia del Medio Ambiente, la ley solo contempla el recurso para oponerse al informe en la forma de un reclamo tributario general ante los Tribunales Tributarios después de la determinación del Impuesto Verde aplicable. El proyecto de ley actualmente en debate otorga a los contribuyentes de Impuestos Verdes el derecho de presentar reclamos ante los Tribunales Ambientales solicitando la revisión del cálculo de emisiones sujetas al Impuesto Verde realizado por la Superintendencia del Medio Ambiente. Si el tribunal ambiental dicta una sentencia que modifica el informe, el SII debe emitir una nueva determinación de impuestos.

De acuerdo con algunos de nuestros contratos de suministro, podemos transferir a nuestros clientes parte del aumento de costos producto de ciertos cambios de leyes. Sin embargo, es posible que no siempre podamos transferir a nuestros clientes todo el aumento de los costos por concepto de estos Impuestos Verdes específicos según lo dispuesto sobre cambios de ley en nuestros Contratos de Suministro. Si no podemos transferirlos a algunos de nuestros clientes existentes y futuros, podrán verse afectados nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales. Además, no podemos asegurar que no haya más cambios de las normas sobre Impuestos Verdes producto de las modificaciones del nuevo proyecto de ley de reforma tributaria, que no aumenten a futuro los Impuestos Verdes, ni que podamos continuar transfiriendo todo el aumento de costos conforme a nuestros Contratos de Suministro, todo lo cual podrá tener un impacto adverso e importante en nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales. En todo caso, nuestra estrategia de conversión de nuestro parque generador hacia fuentes renovables de energía apunta, entre otras cosas, a reducir nuestra exposición al riesgo de aumentos en los impuestos verdes.



6.3.3. Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, depósitos a plazo y fondos mutuos, e instrumentos financieros derivados.

TIPO DE CAMBIO

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio. En el año terminado el 31 de diciembre de 2021, EECL mantuvo contratos de cobertura (“forwards” y opciones”) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros.

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la Compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la Compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio, lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se re-liquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los

tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía. Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la Compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a compañías distribuidoras a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020. Posteriormente, el 30 de junio de 2021, Chile Electricity PEC completó la emisión de notas con desembolsos diferidos bajo el formato 4a2 por un monto total de US\$419 millones, con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs, que le permitieron comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a cuatro grupos de compañías de generación eléctrica. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR reducirán su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y mejorarán su liquidez, a costa de un descuento que tuvo impacto en los estados financieros de 2021. En 2021, la Compañía vendió cuentas por cobrar con un valor nominal total de US\$167,3 millones y registró un costo financiero de US\$48,7 millones.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la Compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la Compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas

recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos "forward" y opciones del tipo "zero-cost collars". Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía tenía contratos de venta de dólares forward por un valor nominal total de US\$102 millones, con US\$8,5 millones venciendo cada mes entre enero y diciembre de 2022. Por otra parte, en el pasado, la Compañía y su filial CTA han firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos periodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la Compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

TASA DE INTERÉS

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La Sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un notional acordado. Al 31 de diciembre de 2021, un 89% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija, mientras que un 11% (US\$110 millones) de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable.

PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

CRÉDITO

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra Compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo. En los últimos años, la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la Compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos. La irrupción de la pandemia causada por el virus COVID-19 originó incertidumbre en el comportamiento de la demanda y la capacidad financiera de los clientes de servicios esenciales para solventar el pago oportuno de sus consumos de energía y de otros servicios. Para enfrentar esta situación, la Compañía ha dispuesto que sus áreas comerciales mantengan un contacto directo con nuestros clientes para hacer un seguimiento de la situación y tomar medidas oportunas, tanto para apoyar a nuestros clientes como para mitigar los impactos de la pandemia en el desempeño de la Compañía.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También



consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

DEUDORES POR VENTA

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía. ENGIE Energía Chil determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo con sus políticas internas. Tanto los límites de crédito como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función a su desempeño, considerando los precios internacionales de los minerales y otros factores relevantes; y para las compañías generadoras, en función de su capacidad de generación y su deuda. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

ACTIVOS FINANCIEROS Y DERIVADOS

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la Gerencia de

Finanzas Corporativas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones solo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por contraparte. Asimismo, la Compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

LIQUIDEZ

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la Sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La Sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía presentaba un total de USD 50 millones de deuda financiera de corto plazo con vencimiento en abril de 2022, sin mostrar otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2025. Por su sólida calificación crediticia, la Sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros, así como con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que le permiten enfrentar con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía es moderado, debiendo cuidar los efectos de alzas pronunciadas en los costos de combustibles sobre la generación de caja operacional de la Compañía.

6.3.4. Riesgos vinculados con la reputación

REPUTACIÓN E IMAGEN

Además de la normativa ambiental y de la industria eléctrica, nuestro negocio debe cumplir con una cantidad importante de leyes, normas y reglamentos, incluyendo aquellos relacionados con la competencia y antimonopolio, antisoborno y anticorrupción, salud, seguridad y medioambiente, mano de obra y empleo, y tributación. Podríamos ser objeto de investigaciones o procesos de parte de las autoridades debido a supuestas infracciones a estas leyes. El resultado de estos procesos podría traducirse en multas u otras formas de responsabilidad que podrían tener un efecto importante y adverso en nuestra reputación, negocio, condición financiera y resultados operacionales.

Para mitigar este riesgo, contamos con procedimientos de cumplimiento y sistemas de control interno para impedir o detectar prácticas inadecuadas, fraude o infracciones de la ley por parte de nuestras filiales, directores, funcionarios, empleados, contratistas u otras personas que actúan en nuestra representación.

SOSTENIBILIDAD

En el marco de la gestión de la sostenibilidad, en 2019 creamos un Indicador Socioambiental que mide la gestión de aquellos incidentes no deseados que, independientemente de si generan daño ambiental o no, sí pueden provocar una conmoción social con efecto en la reputación de la Compañía. Dicho indicador considera la contención operativa del evento y la gestión oportuna con los stakeholders.

6.3.5. Riesgos regulatorios

La Sociedad se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, la que puede abarcar diversos aspectos del negocio. Las operaciones de la Sociedad están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, o la modificación de las leyes o normas vigentes, podría impactar sus actividades, situación económica y resultados de sus operaciones. Las actividades de la Sociedad están sujetas también a una amplia reglamentación medioambiental que se cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones. Entre otras cosas, esta normativa ambiental exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental; que la oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; que las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para la empresa. (Más información en pág. 36/Marco Regulatorio).



CAMBIOS EN LA NORMATIVA AMBIENTAL Y SU CUMPLIMIENTO

Nuestras operaciones están sujetas a un amplio rango de exigencias ambientales. Hemos efectuado gastos e inversiones, que continuaremos haciendo, con el fin de mantener el cumplimiento de las leyes ambientales y de los permisos requeridos para nuestras operaciones. El incumplimiento de las exigencias ambientales podría llevar a multas o sanciones civiles o penales, demandas por daños ambientales, obligaciones de reparación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre provisorio o permanente de instalaciones. Muchos de nuestros contratos de suministro incluyen cláusulas de transferencia de costos de capital, de operación o de cumplimiento producto de determinados cambios de la ley, en especial de la ley ambiental.

Es posible que nuevas exigencias ambientales o cambios de la aplicación, interpretación o ejecución de exigencias existentes tenga por resultado un aumento sustancial de los costos de capital, operación o cumplimiento, pudiendo imponerse condiciones que restrinjan o limiten nuestras operaciones. Además, las modificaciones de la normativa ambiental podrán restringir aún más el uso de carbón o aumentar los costos de usarlo como fuente de combustible, pudiendo afectar adversamente nuestros ingresos y por lo tanto, tener un efecto negativo en nuestra condición financiera y resultados operacionales. Estos cambios de la normativa ambiental podrían limitar

la disponibilidad de nuestros fondos para otros propósitos, lo cual podría tener un impacto negativo en nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

LEY 21.185 Y MECANISMO TRANSITORIO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El 11 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución Exenta N°72 con reglas y disposiciones necesarias para la implementación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido en la Ley 21.185 del 2 de noviembre de 2019. Este mecanismo considera el congelamiento de tarifas de electricidad en los niveles vigentes en el primer semestre de 2019 hasta fines del año 2027, sujeto a ciertos mecanismos de ajuste determinados en la ley, mientras que los precios que las compañías generadoras cargan a las compañías distribuidoras se mantendrán según los contratos vigentes entre ellas. El mecanismo producirá un diferencial entre las tarifas que las compañías generadoras están facultadas a cobrar según sus contratos y las tarifas aplicadas en la recaudación a los clientes finales sujetos a regulación de precios. A raíz de este diferencial de tarifas, las compañías generadoras están reportando cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo conjunto da origen al llamado fondo de estabilización. Según la Ley 21.185

este fondo podrá crecer hasta julio de 2023 o hasta que acumule la cantidad total de US\$1.350 millones, según lo que ocurra primero. Se espera que una vez que se hagan efectivos los contratos de suministro eléctrico adjudicados en licitaciones más recientes a precios más bajos, los precios promedio de los contratos entre compañías generadoras y compañías distribuidoras comiencen a bajar gradualmente a partir de 2021, situándose por debajo del precio estabilizado que se mantendrá vigente con los ajustes que la Ley establece hasta el 31 de diciembre de 2027. A partir del momento en que las tarifas contractuales promedio se sitúen por debajo del precio estabilizado, las compañías distribuidoras podrán comenzar a pagar las cuentas por cobrar que forman parte del fondo de estabilización. Al 31 de diciembre de 2021 las cuentas por cobrar no corrientes que mantenía EECL por este concepto llegaban a aproximadamente US\$90 millones, luego de concretarse la venta de US\$167,3 millones en cuentas por cobrar entre enero y julio de 2021, según se describe a continuación.

Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, el 8 de febrero de 2021, ENGIE Energía Chile S.A. y su filial Eólica Monte Redondo SpA vendieron a Chile Electricity PEC SpA, una sociedad de propósito especial, el primer grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica. ENGIE Energía Chile S.A. concretó la venta del segundo grupo de saldos el día 31 de marzo, mientras que su filial Eólica Monte Redondo SpA concretó la venta del segundo grupo de saldos generados a su favor el día 1 de abril. Estas ventas, realizadas según los términos y condiciones de los acuerdos firmados con Goldman Sachs y BID Invest, informados en Hechos Esenciales publicados los días 20 y 30 de enero de 2021, comprendieron cuentas por cobrar por un valor nominal total de US\$141,9 millones, lo que representa alrededor del 54% de los saldos que ENGIE espera acumular durante el período de vigencia del mecanismo. El día 30 de junio ENGIE Energía Chile S.A. vendió a Chile Electricity PEC SpA el tercer grupo de saldos generados a su favor por la aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica, mientras que Eólica Monte Redondo SpA concretó la venta de estos saldos el día 5 de julio de 2021. El valor nominal de los saldos vendidos fue de US\$28,8 millones, obteniéndose recursos líquidos por US\$20,8 millones. El diferencial entre el monto nominal de saldos vendidos y el precio de compra fue registrado como gasto financiero del ejercicio 2021 (US\$40,9

millones en el primer trimestre, US\$0,9 millones en abril de 2021 y US\$8 millones en el tercer trimestre). Chile Electricity PEC SpA obtuvo financiamiento para la compra de los saldos incluidos en los dos primeros decretos de una emisión de bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, los cuales destinó a la compra de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero y julio de 2020 de siete compañías generadoras, entre ellas EECL y EMR. Posteriormente, Chile Electricity PEC obtuvo los fondos para la compra de saldos del decreto enero 2021 de una emisión internacional privada con giros diferidos bajo el formato 4a2 que contó con la participación de los fondos de inversión Allianz, IDB Invest y Goldman Sachs. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR han podido reducir su exposición al tipo de cambio y al riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar, así como mejorar su liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021.

INICIATIVAS REGULATORIAS EN TRÁMITE

Producto de la permanente evolución tecnológica, política y socioambiental que enfrenta la industria de la energía, existe una variedad de iniciativas parlamentarias y de la autoridad que a la fecha de este informe se encuentran en distintas etapas de desarrollo y que, de materializarse, podrían tener efectos materiales sobre nuestras operaciones, resultados y evolución de nuestros negocios. Entre las principales iniciativas que podrían tener impacto en nuestras operaciones se encuentran (1) el proyecto de ley de Portabilidad Eléctrica que se centra en tres ejes principales (i) habilitación de la comercialización, (ii) modernización de las Licitaciones de Suministro, y (iii) creación del Gestor de Información; (2) la iniciativa parlamentaria de Descarbonización Acelerada; (3) la modificación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado (NT GNL); y (4) la Estrategia de Flexibilidad del Ministerio de Energía que incluye doce medidas y que hasta la fecha se ha centrado en (i) perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia para determinar la contribución de las distintas unidades de generación a la confiabilidad y suficiencia del sistema eléctrico e (ii) incorporar requerimientos de flexibilidad en el mecanismo de pago por potencia.



ANTECEDENTES LEGALES

- 7.1** Antecedentes Legales
- 7.2** Informe Comité de Directores
- 7.3** Hechos Esenciales
- 7.4** Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas y del Comité de Directores
- 7.5** Malla Societaria

7.1 ANTECEDENTES LEGALES

7.1.1 Documentos Constitutivos

ENGIE Energía Chile S.A. fue formada con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) y de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo). Fue constituida por escritura pública de fecha 22 de octubre de 1981, otorgada en la notaría de don Enrique Morgan Torres, bajo la razón social de Empresa Eléctrica del Norte Grande Limitada ("Edelnor"), cuyo extracto fue inscrito a fojas 556 vuelta, N° 314 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta y publicado en el Diario Oficial el 7 de noviembre de 1981.

7.1.2 Principales Modificaciones

El objeto de la sociedad es la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; la compra, venta y transporte de toda clase de combustibles, ya sean estos líquidos, sólidos o gaseosos; la prestación de servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; y la prestación de servicios de mantención y reparación de sistemas eléctricos.

Desde su constitución, ENGIE Energía Chile S.A. ha experimentado varias modificaciones, siendo las más importantes las que se detallan a continuación:

PRINCIPALES MODIFICACIONES

FECHA ESCRITURA PÚBLICA	MODIFICACIÓN	NOTARÍA	INSCRIPCIÓN	REGISTRO	PUBLICACIÓN DIARIO OFICIAL
30/09/1983	La sociedad (entonces Edelnor) se transformó en sociedad anónima abierta de duración indefinida, transada en las bolsas de valores del país.	Enrique Morgan Torres, Santiago.	Fojas 467, N° 244.	Registro de Comercio Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1983.	03/11/1983
09/11/1988	En Junta Extraordinaria de Accionistas se acordó dividir la sociedad a partir del 1 de julio de 1988 en una sociedad continuadora de la misma, que conserva su razón social, y tres nuevas sociedades anónimas abiertas: Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda S.A.), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa S.A.) y Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari S.A.).	Vicente Castillo Fernández, Antofagasta.	Fojas 1.141, N° 437.	Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1988.	03/01/1989
13/03/2002	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con la misma fecha se acordó modificar los estatutos sociales en lo relativo al domicilio social, trasladándolo desde la ciudad de Antofagasta a la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes.	María Soledad Santos Muñoz, Antofagasta.	Fojas 8.180, N° 6.673.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2002.	23/03/2002

PRINCIPALES MODIFICACIONES

FECHA ESCRITURA PÚBLICA	MODIFICACIÓN	NOTARÍA	INSCRIPCIÓN	REGISTRO	PUBLICACIÓN DIARIO OFICIAL
02/06/2004	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2004, se acordó modificar el capital de la compañía con el objeto de expresar su capital social en dólares de los Estados Unidos de América.	Fernando Opazo Larraín, Santiago.	Fojas 17.684, N° 13.314.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2004.	18/06/2004
29/12/2009	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 2009, se acordó: a) Fusionar EDELNOR con Inversiones Tocopilla-1 S.A. ("Tocopilla" o la "Sociedad Absorbida"), mediante la absorción de esta última por EDELNOR. Como consecuencia, se disolvió Inversiones Tocopilla-1 S.A., transmitiendo a la compañía en bloque la totalidad de sus activos y pasivos, y recibiendo sus accionistas como única contraprestación acciones que emitió EDELNOR en la forma y plazos acordados por dicha Junta de Accionistas. B) Con motivo de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla-1 S.A., y conforme las bases de la misma, aumentar el capital social en la suma de US\$ 705.404.607,11 mediante la emisión de 604.176.440 nuevas acciones, sin valor nominal, de la misma serie y de igual valor que las restantes acciones de la compañía.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 3.581, N° 23.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	22/01/2010
04/05/2010	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2010, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "E.CL S.A.", pudiendo también usar o identificarse para cualquier efecto con la sigla "E.CL".	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 22.767, N° 15.578.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	11/05/2010
30/03/2011	Declaró la disminución de capital social de pleno derecho.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.			
09/05/2016	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.".	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 34.238, N° 18.964.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2016.	19/05/2016

7.1.3 Transacciones de Acciones por Partes Relacionadas

La administración de ENGIE Energía Chile S.A. no ha sido informada de participaciones en la propiedad del emisor por parte de ejecutivos principales o directores, que individualmente excedan de 0,001% del total de acciones de la sociedad

7.1.4 Propiedad

Nombre de los 12 Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2021:

Nombre o razón social	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	36.367.952	3,45%
Banco de Chile por cuenta de State Street	30.459.194	2,89%
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	18.522.221	1,76%
AFP Provida S.A. Fondo Pensión C	18.370.387	1,74%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	17.054.788	1,62%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	16.946.064	1,61%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	15.014.763	1,43%
BTG Pactual Chile S.A. Corredora de Bolsa	14.540.088	1,38%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	13.711.965	1,30%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	12.883.096	1,22%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	12.724.631	1,21%
Otros accionistas	214.790.408	20,4%
Total	1.053.309.776	100,00%





Tipo de accionistas

Tipo de accionista	Número de accionistas	Porcentaje por tipo de accionistas	Número de acciones pagadas
Persona natural	6.523.718	0,62%	6.523.718
Persona jurídica	1.046.786.058	99,38%	1.046.786.058
Total	1.053.309.776	100%	1.053.309.776

Transacciones en Bolsa ENGIE ENERGÍA CHILE 2021

Período	Unidades	Monto	Precio medio
1 trimestre	67.660.581	57.958.014.779	595,46
2 trimestre	119.905.816	84.395.878.154	679,36
3 trimestre	98.446.004	52.603.474.175	534,45
4 trimestre	124.709.499	64.503.138.531	509,23



Antofagasta

7.1.5 Política de Dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 27 de abril de 2021, consiste en distribuir durante el curso de cada ejercicio, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la ley y los estatutos sociales. Asimismo, en la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la Sociedad, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a la aprobación del Directorio, y, en su caso, de la Junta de Accionistas, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

El día 27 de abril de 2021, en la Junta Ordinaria de Accionistas, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, la cantidad de US\$ 51.055.643,26, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,0484716314 por acción; que se pagó a los accionistas el día 20 de mayo de 2021 en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día 17 de mayo de 2021.

El 27 de julio de 2021 el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2021 por la cantidad de US\$ 41.500.000, correspondiente a un dividendo de US\$ 0,0393996153 por acción, que se pagó a los accionistas el día 26 de agosto en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día 23 de agosto.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos pagados por ENGIE Energía Chile S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (En millones de us\$)	Us\$ por acción
4 de mayo de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto de 2011	Provisorio (a cuenta de resultados de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo de 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo de 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo de 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de septiembre de 2014	Provisorio (a cuenta de resultados de 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo de 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados de 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados de 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados de 2016)	63,6	0,06038
18 de mayo de 2017	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados de 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados de 2019)	40,0	0,03798
30 de noviembre de 2020	Provisorio (a cuenta de resultados de 2020)	66,6	0,06323
20 de mayo de 2021	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2020)	51,1	0,04847
26 de agosto de 2021	Provisorio (a cuenta de resultados de 2021)	41,5	0,03940

7.1.6 Marcas, Patentes, Licencias, Franquicias, Royalties y/o Concesiones a Diciembre 2021

Marca	Nº Solicitud	Tipo	Clase(S)	Fecha Solicitud
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA	848563	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08
CTA	848564	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08
PUERTO ANDINO	1249504	Denominativa	36	6/4/17
PUERTO ANDINO	1249505	Denominativa	37	6/4/17
PUERTO ANDINO	1249507	Denominativa	39	6/4/17
PUERTO ANDINO	1249508	Denominativa	42	6/4/17
	1081618	Etiqueta	35 36 37 38 39 40 42	6/11/13
	1081624	Etiqueta	35 36 37 38 39 40 42	6/11/13
E.CL	329044	Mixta	04 09 16	28-02-20
E.CL	891537	Mixta	35 36 37 39 40 42	13-01-10
E-CL GREEN	1164325	Mixta	37 39 40 42	30-07-15
EDELNOR	329045	Denominativa	35 37 39 40	28-02-20
EDELNOR	1037224	Denominativa	42	10/12/12
GNE GAS NATURAL ESENCIAL	1027237	Mixta	04 16 35 39 40	28-09-12
IMA	1309692	Denominativa	7	17-12-18
IMA	1309694	Denominativa	9	17-12-18
IMA	1309699	Denominativa	11	17-12-18
IMA	1309703	Denominativa	35	17-12-18
IMA	1309704	Denominativa	36	17-12-18
IMA	1309706	Denominativa	37	17-12-18
IMA	1309708	Denominativa	39	17-12-18
IMA	1309712	Denominativa	40	17-12-18
IMA	1309713	Denominativa	41	17-12-18
IMA	1309718	Denominativa	42	17-12-18
Ima	1309722	Mixta	7	17-12-18
Ima	1309728	Mixta	9	17-12-18
Ima	1309729	Mixta	11	17-12-18
Ima	1309731	Mixta	35	17-12-18
Ima	1309732	Mixta	36	17-12-18
Ima	1309734	Mixta	37	17-12-18
Ima	1309736	Mixta	39	17-12-18
Ima	1309741	Mixta	40	17-12-18

Estado	Nº Registro	Fecha Registro	Cobertura	Titular	Fecha Vencimiento
Registrada	873762	25-01-10	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	25-01-30
Registrada	1027608	2/8/13	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	2/8/23
Registrada	1259247	14-09-17	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	14-09-27
Registrada	1269674	15-02-18	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	15-02-28
Registrada	1265467	13-12-17	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	13-12-27
Registrada	1261415	18-10-17	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	18-10-27
Registrada	1066231	27-11-13	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	27-11-23
Registrada	1069793	4/12/13	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	4/12/23
Registrada	896784	10/9/20	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	10/9/30
Registrada	942347	17-01-12	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	17-01-22
Registrada	1218377	26-08-16	Servicios	E.CL S.A.	26-08-26
Registrada	905136	16-12-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	16-12-30
Registrada	1012123	18-02-13	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	18-02-23
Registrada	1131771	9/10/14	Productos y Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	9/10/24
Registrada	1303829	14-08-19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	14-08-29
Registrada	1298455	5/6/19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	5/6/29
Registrada	1305934	12/9/19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	12/9/29
Registrada	1311557	5/12/19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	5/12/29
Registrada	1300274	28-06-19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	28-06-29
Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
Registrada	1314736	17-01-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	17-01-30
Registrada	1317093	25-02-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	25-02-30
Registrada	1320764	23-04-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	23-04-30
Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
Registrada	1303830	14-08-19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	14-08-29
Registrada	1300275	28-06-19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	28-06-29
Registrada	1305935	12/9/19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	12/9/29
Registrada	1309642	12/11/19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	12/11/29
Registrada	1300276	28-06-19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	28-06-29
Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
Registrada	1314737	17-01-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	17-01-30
Registrada	1317094	25-02-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	25-02-30

Marca	Nº Solicitud	Tipo	Clase(S)	Fecha Solicitud
Ima	1309739	Mixta	41	17-12-18
Ima	1309740	Mixta	42	17-12-18
T	811926	Mixta	39 40	18-03-08
	809736	Etiqueta	39	29-02-08
	809737	Etiqueta	4	29-02-08
GASODUCTO NOR ANDINO	942751	Denominativa	39	1/3/11
GASODUCTO NOR ANDINO	943489	Denominativa	4	8/3/11
CTH	848565	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08
HORNITOS	848566	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08
TEN	1162942	Denominativa	37 39 40 42	20-07-15
TEN	1162940	Mixta	37 39 40 42	20-07-15
TEN	1375329	Mixta	37	23-09-20
TEN	1375330	Mixta	39	23-09-20
TEN	1375354	Mixta	40	23-09-20
TEN	1375355	Mixta	42	23-09-20
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375356	Mixta	37	23-09-20
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375331	Mixta	39	23-09-20
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375332	Mixta	40	23-09-20
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375333	Mixta	42	23-09-20

7.1.7 Principales Proveedores

Al 31 de diciembre de 2021, los principales proveedores de ENGIE Energía Chile eran los siguientes:

REPUESTOS Y SERVICIOS PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

GENERAL ELECTRIC GLOBAL SERVICE GMBH.
 GE GLOBAL PARTS & PRODUCTS GMBH.
 ANSALDO ENERGÍA SPA.
 JUAN CARLOS PEREIRA GERALDO (NORTIG).
 MITRA LTDA.
 SK INDUSTRIAL S.A.
 SOCIEDAD COMERCIAL GLOBAL SERVICE.
 SIEMENS SOCIEDAD ANONIMA.
 ATLAS COPCO CHILE SPA.
 LINDE GAS CHILE.
 INDURA S.A.

OPERACIÓN UNIDADES GENERADORAS

SOC MARITIMA Y COMERCIAL SOMARCO LTDA.
 SERVICIOS INDUSTRIALES LIMITADA (AXINNTUS).
 ADECCO RECURSOS HUMANOS S.A.

SERVICIOS DE ASEO INDUSTRIAL Y ALIMENTACIÓN

SOC. POR ACCIONES LSV INDUSTRIAL SPA.
 NEWREST CHILE SOPORTE LIMITADA.
 ISS CHILE S.A.

REPUESTOS, EQUIPOS Y SERVICIOS PARA PROYECTOS SOLARES, EÓLICOS Y DE TRANSMISIÓN

SIEMENS ENERGY SPA.
 GRID SOLUTIONS CHILE S.A.
 CRUZ Y DÁVILA INGENIEROS.

Estado	Nº Registro	Fecha Registro	Cobertura	Titular	Fecha Vencimiento
Registrada	1320765	23-04-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	23-04-30
Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
Registrada	828494	29-05-08	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	29-05-28
Registrada	838560	9/1/09	Servicios	Gasoducto Nor Andino S.A.	27-02-28
Registrada	847321	27-02-18	Productos	Gasoducto Nor Andino S.A.	27-02-28
Registrada	917542	22-06-11	Servicios	Gasoducto Nor Andino S.A.	22-06-21
Registrada	917823	30-05-11	Productos	Gasoducto Nor Andino S.A.	30-05-21
Registrada	872006	7/1/10	Servicios	Inversiones Hornitos S.A.	7/1/30
Registrada	872007	7/1/10	Servicios	Inversiones Hornitos S.A.	7/1/30
Registrada	1232831	5/1/17	Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	5/1/27
Registrada	1211970	7/7/16	Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	7/7/26
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	

VIETNAM SUNERGY JOINT STOCK COMPANY.
 TRINA SOLAR (CHILE) SPA.
 OHL INDUSTRIAL CHILE S.A.
 INNERIA CHILE SPA.
 SOLTEC ENERGIAS RENOVABLES, S.L.U.
 COBRA MONTAJES SERVICIOS Y AGUA LIMITADA.
 INGENIERIA Y CONSTRUCCION INGECOZ SPA.
 SUNGROW POWER SUPPLY CO., LIMITED.
 SOCIEDAD DE MONTAJES ELECTRICOS RCA.
 ABENGOA CHILE S.A.
 INVERSIONES MARMAN LTDA.
 EMEC MONTAJES ELECTRICOS Y CONSTRUCCION.

SERVICIOS DE INFRAESTRUCTURA

FLESAN MINERIA.

SERVICIOS SUBMARINOS

SOLMATEK SERVICIOS INDUSTRIALES.

SERVICIOS DE PROTECCIÓN INDUSTRIAL

SOMACOR S.A.

SERVICIOS PARA GASODUCTOS

COMGAS ANDINA S.A.

SERVICIOS DE FLETE NACIONAL/INTERNACIONAL

TRADE POINT SHIPPING.

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

COMPANIA DE PETROLEOS DE CHILE COPEC S.A.

7.2 INFORME COMITÉ DE DIRECTORES



Calama

En cumplimiento de las normas del artículo 50 bis de la Ley 18.046, el Directorio de la Sociedad, en su sesión N° 598 celebrada el 28 de abril de 2020, acordó designar como integrantes del Comité de Directores a don Mauro Valdés Raczynski, don Cristián Eyzaguirre Johnston y don Claudio Iglesias Guillard, todos ellos en calidad de directores independientes; y que, en sesión del Comité celebrada con esa misma fecha, se eligió como Presidente del mismo a don Mauro Valdés Raczynski.

Durante el año 2021, el Comité de Directores se reunió regularmente y desarrolló las siguientes actividades:

1. Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2021.

2. Se reunió con la empresa de auditoría externa de la Sociedad, así como con el Auditor Interno y Encargado de Prevención de Delitos.

3. Examinó los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Sociedad.

4. Elaboró una propuesta de nueva versión del Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado, que fue aprobada por el Directorio con fecha 29 de junio de 2021, con el fin de modificar en éste las normas relativas al bloqueo para la compra de acciones de la Sociedad, en línea con las disposiciones

de la Ley 21.314, e incorporar un procedimiento para la elaboración y comunicación de hechos esenciales, que apunta a evitar filtraciones antes de la divulgación de los mismos.

5. En consideración a las modificaciones legales introducidas por la Ley 21.314, elaboró una propuesta de política general de manejo de conflictos de interés, que contiene y sistematiza las disposiciones sobre dicha materia contenidas en los diversos manuales, códigos y procedimientos aprobados por el Directorio y/o vigentes en la Sociedad, más ciertas normas que se estimó conveniente incorporar, la cual fue aprobada por el Directorio con fecha 29 de junio de 2021.

6. De conformidad con las modificaciones legales introducidas por la Ley 21.314, elaboró una política sobre designación de directores en filiales, la que fue aprobada por el Directorio con fecha 29 de junio de 2021.

7. Examinó los antecedentes relativos a las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, durante el año 2021 el Comité de Directores examinó los antecedentes relativos a las operaciones de la Sociedad con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la misma ley, manifestando su opinión favorable a la aprobación de celebrar los siguientes actos y contratos:

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

- 1) Adjudicar a **Salar SpA** el contrato para la provisión y reemplazo de 2.625 luminarias en la Central Mejillones (**Sesión del Comité de fecha 26 de enero de 2021**).
- 2) Celebrar con **ENGIE Factory** un contrato para la prestación del servicio de limpieza automatizada de paneles solares de la Planta Los Loros (**Sesión del Comité de fecha 26 de enero de 2021**).
- 3) Adjudicar a **Tractebel Engineering** el contrato para la prestación de los servicios de Owner Engineering para el desarrollo del proyecto de transmisión HVDC Kimal - Lo Aguirre (**Sesión del Comité de fecha 26 de enero de 2021**).

- 4) Extender hasta abril de 2022 el contrato de car sharing vigente con **Los Andes Rent a Car** para las visitas a clientes, autoridades y otras actividades relacionadas al negocio (Sesión del Comité de fecha 2 de marzo de 2021).
- 5) Autorizar la compra de un cargo parcial de gas natural licuado por una cantidad de entre 0,8 Tbtu y 1,4 Tbtu, a la empresa relacionada **Global Energy Management** o a cualquier otro proveedor autorizado; y autorizar la celebración de un contrato de regasificación y almacenamiento para este efecto con GNL Mejillones S.A., mediante la suscripción o cesión de un Terminal Use Agreement (Sesión del Comité de fecha 2 de marzo de 2021)
- 6) Extender el contrato marco vigente con **Termika S.A. Ingeniería y Montaje** (Sunplicity) de ENGIE Servicios para los servicios de implementación de sistemas fotovoltaicos en sitios de clientes, hasta el 31 de diciembre del año 2021 o hasta completar contratos por un monto total de US\$15.000.000, contando para este efecto los servicios realizados desde el inicio del contrato en el año 2019 (Sesión del Comité de fecha 30 de marzo de 2021).
- 7) Celebrar con **Blue.e** un contrato de licencia y soporte sobre software de Big Data desarrollado por dicha sociedad para la identificación de oportunidades de mejora en consumos de combustibles y tiempos de partidas en la unidad 16, así como apoyo a la optimización de rutinas operacionales necesario para lograr la mejora efectiva (Sesión del Comité de fecha 30 de marzo de 2021).
- 8) Autorizar la compra de medio cargo de gas natural licuado a la empresa relacionada **Global Energy Management** o a cualquier otro proveedor autorizado; y autorizar la celebración de un contrato de regasificación y almacenamiento para este efecto con **GNL Mejillones S.A.**, mediante la suscripción o cesión de un Terminal Use Agreement (Sesión del Comité de fecha 30 de marzo de 2021).
- 9) Autorizar contratar los seguros de property damages y business interruption relativos a los activos de generación de Eólica Monte Redondo SpA bajo la póliza de seguros regional del **grupo ENGIE** (Sesión del Comité de fecha 30 de marzo de 2021).
- 10) Autorizar la compra de la cantidad de entre 0,8 y 1,4 Tbtu de gas natural licuado para los meses de marzo o abril de 2021 y la cantidad de medio cargo de gas natural licuado para el mes de mayo de 2021, a la sociedad relacionada **Global Energy Management** o a cualquier otro proveedor autorizado (Sesión del Comité de fecha 27 de abril de 2021).
- 11) Celebrar un contrato con **ENGIE Energy Management SRL** para la compra de 10.000 toneladas de biomasa para realización de pruebas en las unidades CTA y CTH (Sesión del Comité de fecha 25 de mayo de 2021).
- 12) Celebrar un contrato con **ENGIE Solar** para el servicio de revisión del diseño de trackers del parque fotovoltaico Capricornio (Sesión del Comité de fecha 25 de mayo de 2021).
- 13) Celebrar un contrato con **ENGIE University** para regularizar la participación de 44 colaboradores de EECL en cursos Learning Festival (Sesión del Comité de fecha 25 de mayo de 2021).
- 14) Celebrar un contrato con **ENGIE Latam** para obtención de licencias de la plataforma LinkedIn (Sesión del Comité de fecha 25 de mayo de 2021).
- 15) Autorizar la compra de hasta medio cargo (1,5 Tbtu) de gas natural licuado para los meses de julio o agosto del 2021, dependiendo de la evolución de los costos marginales en dicho periodo, a la sociedad relacionada **Global Energy Management** (Sesión del Comité de fecha 29 de junio de 2021).
- 16) Celebrar un contrato con **Tractebel Engineering** para la elaboración de bases técnicas para la licitación del desmantelamiento de las unidades 14 y 15 de la Central Tocopilla, y elaboración de bases técnicas y estimación de costos de desmantelamiento de las unidades CTM1, CTM2, CTM3, CTA, CTH e IEM de la Central Mejillones, sujeto a la presentación por parte de Tractebel Engineering de una oferta que sea a lo menos 50% inferior al precio acordado para la elaboración de bases técnicas para la licitación de desmantelamiento de unidades 12 y 13 de la Central Tocopilla (Sesión del Comité de fecha 29 de junio de 2021).



17) Celebrar un contrato con **European Maintenance Support RL** para la prestación de soporte especializado para la preparación de la inspección C-07 de la unidad 16 (Sesión del Comité de fecha 29 de junio de 2021).

18) Modificar el contrato de ingeniería de contraparte vigente con **Tractebel Engineering** para proyectos de transmisión y renovables, con el objeto de incorporar los proyectos de transmisión Ampliación Obligatoria Seccionamiento Línea Arica – Pozo Almonte y Nueva Subestación Seccionadora Roncacho (Sesión del Comité de fecha 29 de junio de 2021).

19) Contratar a través de **ENGIE S.A.** las licencias para la utilización de productos Microsoft Office 365 (Sesión del Comité de fecha 27 de julio de 2021).

20) Aumentar el monto global autorizado de las órdenes de trabajo a emitir anualmente bajo el contrato marco vigente con **ENGIE Lab**.

21) Celebrar contratos de prestación de servicios con **ENGIE Energie Services Francia** y **ENGIE Services Perú** para formalizar y efectuar reembolsos y pagos de honorarios y gastos correspondientes a ejecutivos de EECL que han prestado servicios a dichas empresas del Grupo ENGIE, o bien, correspondientes a ejecutivos de tales empresas que han prestado servicios a EECL (Sesión del Comité de fecha 31 de agosto de 2021).

22) Celebrar contratos de prestación de servicios con **ENGIE Energie Services Francia, ENGIE Services Perú, ENGIE Latam S.A.** u otras del **Grupo ENGIE** para formalizar el reembolso y pagos de honorarios y gastos correspondientes a ejecutivos de EECL que presten servicios a otras entidades del Grupo bajo la modalidad de secondment (Sesión del Comité de fecha 31 de agosto de 2021).

23) Autorizar comprar hasta 2 TBtu de gas natural licuado a la sociedad relacionada **Global Energy Management**, con entrega en septiembre de 2021 (Sesión del Comité de fecha 31 de agosto de 2021).

24) Autorizar comprar a **Sociedad GNL Mejillones S.A.** todo o parte del excedente de gas de que ésta disponga durante 2021 por concepto de gas de retención derivado de la mejor eficiencia en la regasificación y almacenamiento de gas (Sesión del Comité de fecha 31 de agosto de 2021).

25) Contratar con **Sociedad GNL Mejillones S.A.** derechos de regasificación correspondientes a las compras adicionales de gas natural licuado previstas para el año 2022, a los precios de lista publicados por dicha empresa, sea contratándolos directamente con ésta o con los actuales titulares de derechos de regasificación en el terminal de regasificación de Mejillones (Sesión del Comité de fecha 31 de agosto de 2021).

26) Celebrar un contrato de arrendamiento con **ENGIE LATAM S.A.** respecto de una superficie aproximada de 29.000 metros cuadrados del terreno correspondiente a la Central Tamaya, por un plazo de 15 años, sujeto a una serie de condiciones suspensivas (Sesión del Comité de fecha 31 de agosto de 2021).

27) Autorizar la compra a **ENGIE Lab** de 3 estaciones meteorológicas móviles de medición de albedo, variables meteorológicas y soiling, para proyectos solares en desarrollo y construcción, incluyendo el servicio de manejo de datos y análisis por un año (Sesión del Comité de fecha 26 de octubre de 2021).

REMUNERACIÓN Y USO DE PRESUPUESTO DE GASTOS

La remuneración determinada por la Junta Ordinaria de Accionistas para los miembros del

Comité de Directores asciende a 55 UF mensuales a todo evento. Además, para su cometido se asignó al Comité de Directores un presupuesto de 5.000

UF anuales. Durante el ejercicio 2021, el Comité no realizó gastos con cargo a ese presupuesto.



PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE SERVICIOS EN CUYA CONTRATACIÓN LICITACIÓN PUEDAN PARTICIPAR EMPRESAS RELACIONADAS

- 01)** Con ocasión de la preparación del presupuesto, las Gerencias Corporativas respectivas deberán planificar los servicios que potencialmente podrían ser prestados por empresas relacionadas.
- 02)** Al menos, trimestralmente, el gerente general presentará al Comité de Directores la lista de servicios referidos precedentemente, señalando las características del proceso de licitación que se pretende seguir en cada caso e indicando las empresas a ser invitadas a formular ofertas en cada uno de ellos. Esta presentación será sin perjuicio de la necesidad de someter el contrato licitado, en la oportunidad que corresponda, al procedimiento de aprobación descrito más adelante.
- 03)** En el caso de que eventualmente existan razones de mercado, de competencia o de calidad que justifiquen un sistema de contratación directa, el gerente general deberá presentar los antecedentes al Comité de Directores a fin de que este manifieste su opinión al respecto, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio así lo apruebe.
- 04)** El Comité de Directores manifestará su opinión respecto de los procesos de licitación que se le presenten, pudiendo, en el marco de sus atribuciones, efectuar recomendaciones a la administración, revisar o hacer revisar por terceros las bases de licitación respectivas, y pedir que se incluyan o excluyan ciertas empresas entre las invitadas a participar.

Adicionalmente, podrá resolver que las ofertas que se presenten deberán ser dirigidas exclusivamente a uno de los directores independientes que el Comité designe especialmente para ello. Además, en el caso de servicios cuya evaluación presente mayor complejidad, podrá solicitar que tanto las bases de licitación como las ofertas recibidas sean revisadas por un tercero independiente,
- de manera de resguardar la competitividad y transparencia del procedimiento.
- 05)** En el caso que sea recomendable adjudicar el servicio a una empresa relacionada, el gerente general presentará al Comité de Directores el resultado de la licitación y la recomendación para su aprobación, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio lo apruebe.
- 06)** Durante la ejecución del servicio, el gerente corporativo respectivo deberá informar periódicamente al gerente general de los avances del servicio y gastos involucrados, como asimismo de cualquier desviación del alcance o dificultad que se esté presentando, quien al menos trimestralmente deberá dar cuenta de ello al Comité de Directores.
- 07)** El proceso de aprobación en el Comité de Directores debe ser llevado por el gerente corporativo que corresponda y una vez obtenida la aprobación se operará vía órdenes de compra por los montos aprobados por el Comité, a fin de poder llevar un adecuado control de desembolsos.
- 08)** En general, se tratará de contratar a empresas relacionadas en base a contratos a suma alzada de los servicios y la comparación de los costos totales de ellos, procurándose evitar adjudicaciones basadas en presupuestos meramente estimativos.
- 09)** En el caso que los procedimientos de licitación contemplen instancias de mejoramiento de ofertas, estas deberán consistir en la presentación de nuevas ofertas - o modificaciones a aquellas ya presentadas - en una misma fecha por todos los interesados seleccionados para dicha instancia, de manera de resguardar las condiciones de igualdad y competitividad entre ellos, debiendo adjudicarse el contrato a la oferta más conveniente para la Sociedad, según los criterios previstos en las bases de licitación.

7.3 HECHOS ESENCIALES

Día y hora	Entidad	Materia
20/01/2021 08:13:14	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros
30/01/2021 08:12:30	ENGIE Energía Chile S.A.	Suscripción o renegociación de créditos
31/03/2021 12:43:47	ENGIE Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)
27/04/2021 18:57:25	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
28/04/2021 08:55:09	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros
12/05/2021 21:05:56	ENGIE Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)
27/07/2021 19:50:13	ENGIE Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)

RESUMEN

- Con fecha 20 de enero de 2021, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con esa misma fecha EECL y su filial Eólica Monte Redondo SpA ("EMR") alcanzaron un acuerdo con Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC. sobre los términos y condiciones de una operación de financiamiento, en el marco de la Ley N° 21.185, que "Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas" y de la Resolución Exenta N° 72, de la Comisión Nacional de Energía específicamente respecto de las cuentas por cobrar a diversas empresas de distribución de energía eléctrica, de las que la Sociedad y su filial EMR eran titulares a esa fecha y de las que podrían llegar a ser titulares en el futuro en virtud del mecanismo de estabilización de precios, introducido en dicha normativa. En virtud de lo acordado con Goldman Sachs, EECL y EMR podrán vender gradualmente a Chile Electricity PEC SpA, según se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio con sus correspondientes cuadros de saldos de pago,

las cuentas por cobrar a empresas distribuidoras de las que eran titulares en esa fecha o que podrían llegar a ser titulares en virtud de la Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios hasta por un monto total comprometido de hasta US\$162 millones, si se cumplen las condiciones pactadas para ello.

- Con fecha 30 de enero de 2021, la Sociedad complementó el Hecho Esencial informado con fecha 20 de enero de 2021 relativo a la estructura de financiamiento consistente en la venta por parte de la Sociedad y de su filial Eólica Monte Redondo SpA ("EMR") de las cuentas por cobrar a diversas empresas de distribución de energía eléctrica, informando en calidad de hecho esencial que con fecha 27 de enero de 2021, la Sociedad y EMR alcanzaron un acuerdo con InterAmerican Investment Corporation ("IDB Invest") en virtud del cual, IDB Invest otorgará financiamiento a Chile Electricity PEC SpA para la adquisición de: (a) una parte de las

referidas cuentas por cobrar a las distribuidoras, sujeto a ciertas condiciones que constan en los Contratos de Compraventa celebrados con fecha 29 de enero de 2021, entre la Sociedad, EMR y Chile Electricity PEC SpA, y (b) de todo o parte de las cuentas por cobrar a las empresas distribuidoras de las que EECL y EMR eran titulares en esa fecha o podrían llegar a ser titulares en el futuro en virtud de la Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios establecido en la Ley N° 21.185.

- Con fecha 30 de marzo de 2021 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial, que el Directorio de EECL en sesión efectuada el día 30 de marzo, acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 27 de abril de 2021, en la ciudad de Santiago, con el objeto de tratar y pronunciarse sobre, entre otras materias, la preposición de repartir como dividendo definitivo la cantidad total de US\$ 51.055.643,26, correspondiente a un dividendo de US\$ 0,0484716314 por acción. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- Con fecha 27 de abril de 2021, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial las siguientes decisiones de su Junta Ordinaria de Accionistas: (a) repartir como dividendo definitivo a los accionistas

con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, la cantidad de US\$ 51.055.643,26, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,0484716314 por acción; y (b) designar como empresa de auditoría externa a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesoría Limitada (EY). A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

- Con fecha 12 de mayo de 2021, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial, que con motivo de la publicación en el Diario Oficial en esa misma fecha de la Ley N° 21.341, que declaró el día 15 de mayo próximo como feriado irrenunciable, la fecha que determina qué accionistas de la Sociedad tendrán derecho a percibir el dividendo definitivo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2021, se adelanta en un día.
- Con fecha 27 de julio de 2021 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de ENGIE Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 27 de julio de 2021, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2021 por la cantidad total de US\$ 41.500.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,0393996153. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

7.4 SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS Y DEL COMITÉ DE DIRECTORES

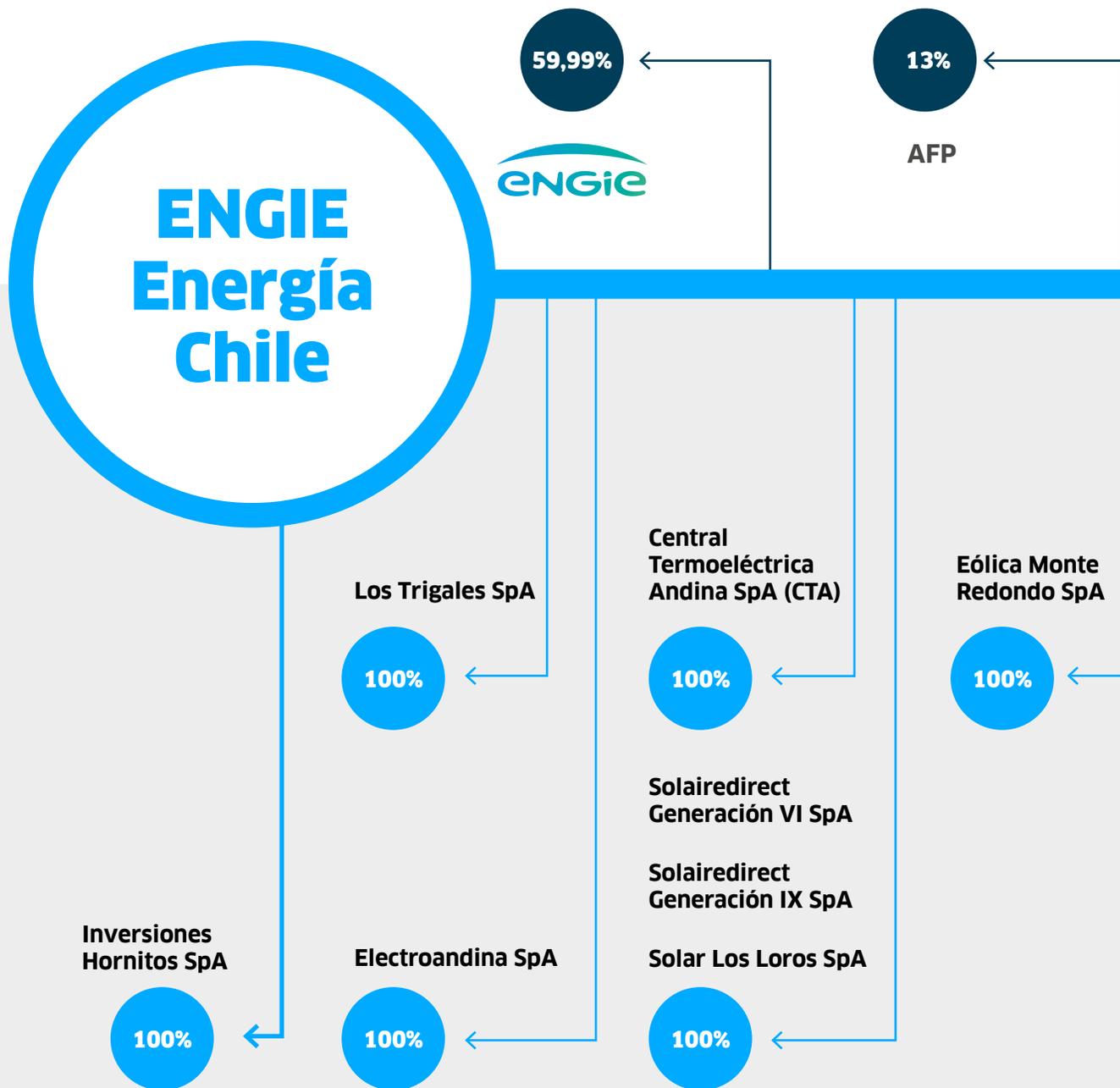
Durante el ejercicio 2021 no hubo comentarios o proposiciones por parte de los accionistas.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley N° 18.046, en tanto, el Comité de Directores formuló las siguientes recomendaciones a los accionistas:

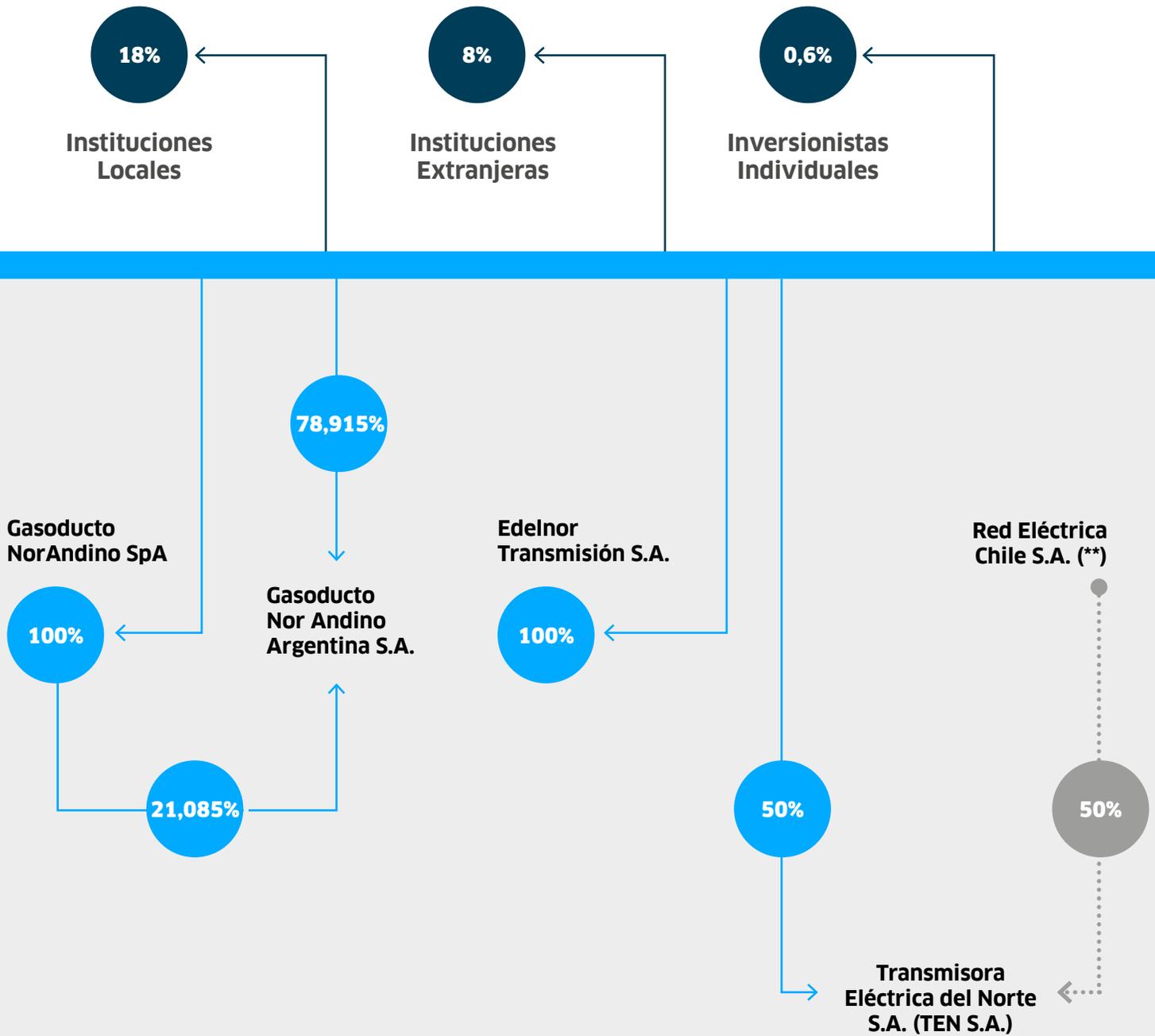
- 1) Aprobar la memoria del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, el balance y demás estados financieros del ejercicio mencionado, y el informe evacuado por la empresa de auditoría externa de la sociedad para el referido ejercicio.
- 2) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2021 a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada y, como segunda alternativa, a Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
- 3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2021 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

7.5. MALLA SOCIETARIA

(Al 31 de diciembre de 2021)



(**) Red Eléctrica Chile S.A. pertenece a Red Eléctrica de España.



7.6 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

31 de diciembre de 2021

ELECTROANDINA SpA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 15 de mayo de 1995 en la Notaría de Santiago de don Hugo Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 16 vta N°11 del Registro de Comercio de Tocopilla, correspondiente al año 1995 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 18 de mayo de 1995.

Razón Social: Electroandina SpA

Rol Único Tributario: 96.731.500-1

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones

Capital Pagado: MUS\$ 50.445

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA SpA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 20 de noviembre de 2006 en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 48.227, número 34.417, del Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2006 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 29 de noviembre de 2006.

Razón Social: Central Termoeléctrica Andina SpA

Rol Único Tributario: 76.708.710-1

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones

Capital Pagado: MUS\$ 30.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A. .

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

INVERSIONES HORNITOS SpA

Filial constituida por escritura pública de fecha 15 de mayo de 1995 en la Notaría de Santiago de don Hugo Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 16 vta N°11 del Registro de Comercio de Tocopilla, correspondiente al año 1995 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 18 de mayo de 1995.

Razón Social: Inversiones Hornitos SpA.

Rol Único Tributario: 76.009.698-9

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima por Acciones.

Capital Pagado: MUS\$ 180.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Su objeto principal es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

TEN S.A. es una coligada constituida por escritura pública de fecha 1 de marzo de 2007, otorgada en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 9373, N°6856, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2007 y se publicó en el Diario Oficial el día 7 de marzo de 2007.

Razón Social: Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

Rol Único Tributario: 76.787.690-4

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: MUS\$ 72.876

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: Eva Pagan Díaz (Presidenta) , Angel Mahou, Axel Leveque, Eduardo Milligan Wenxel, Gabriel Marcuz, Juan Majada Tortosa.

Gerente General: Demián Talavera.

Objeto social: Transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, cualquiera sea el sistema de transmisión de que formen parte y la denominación que reciban, incluyendo, por tanto, instalaciones propias de sistema de transmisión nacional dedicado, zonal y polos de desarrollo; comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas, activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones; obtener y ejercer las concesiones, servidumbres y permisos respectivos necesarios para llevar a cabo el objeto social; como también efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica, mantención de sistemas eléctricos y gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo.

EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Edelnor Transmisión S.A. ("ETSA") fue creada en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley Eléctrica. Es una filial constituida por escritura pública con fecha 9 de diciembre de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 59017, N°40920, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al 17 de diciembre de 2008 y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de diciembre de 2008.

Razón Social: Edelnor Transmisión S.A.

Rol Único Tributario: 76.046.791-K

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima inscrita en el Registro de Entidades Informantes del artículo 7° de la Ley 18.045.

Capital Pagado: MUS\$ 2

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Eduardo Milligan Wenzel, Fernando Valdés Urrutia, Carlos Regolf, Luis Meersohn García-Huidobro, Carlos Arias y Gabriel Marcuz.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Transmisión de electricidad, a través de líneas eléctricas, subestaciones eléctricas y otras instalaciones, sean estas integrantes del sistema de transmisión troncal, del sistema de subtransmisión o del sistema de transmisión adicional, propias o de terceros, en los términos dispuestos en la Ley Eléctrica y sus modificaciones.

GASODUCTO NOR ANDINO SpA.

Gasoducto Nor Andino SpA. fue constituida con fecha 4 de marzo de 1997. Con fecha 12 de noviembre de 1997 se transformó en Sociedad Anónima Cerrada y cambió su razón social a Gasoducto Nor Andino S.A. ("GNA"). Posteriormente, con fecha 30 de noviembre de 2015, Gasoducto Nor Andino S.A. se transformó en Sociedad por Acciones, pasando a denominarse, en consecuencia, Gasoducto Nor Andino SpA.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino SpA.

Rol Único Tributario: 78.974.730-K

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones.

Capital Pagado: MUS\$ 12.516

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A. .

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: a) El diseño, construcción, dominio, operación, explotación, comercialización, financiamiento, mantención, expansión, modificación, directamente o a través de terceros, de un gasoducto emplazado entre la República Argentina y la República de Chile.

b) La compra, venta, comercialización, importación y exportación de gas natural, la prestación de servicios de transporte de dicho combustible desde la República de Chile a otros países de la región y viceversa y la exportación de servicios relacionados con las actividades antes indicadas.

c) Realizar toda clase de actos y celebrar toda clase de contratos, incluyendo la formación y participación en sociedades y la obtención de permisos, derechos y concesiones que sean necesarias para el mismo.

EÓLICA MONTE REDONDO SpA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 12 de noviembre de 2007 en la Notaría de Santiago de doña Antonieta Mendoza Escalas. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 52.557 No 37.149 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2007 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de diciembre de 2007.

Razón Social: Eólica Monte Redondo SpA.

Rol Único Tributario: 76.019.239-2

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones.

Capital Pagado: MUS\$ 396.101

Objeto Social: Generación, transmisión, venta, comercialización y distribución de energía eléctrica.

GASODUCTO NOR ANDINO ARGENTINA S.A.

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio del Estatuto original el 1 de diciembre de 1997.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: El capital nominal es de 6.565.300 acciones de valor nominal 1\$ c/u, equivalentes a 1 USD c/u.

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Axel Levêque (Presidente), Dante Dell'Elce, Gustavo Schettini, Ricardo Fraga y Darío Febre.

Gerente General: Rodolfo Reale.

Objeto social: Construcción, diseño, montaje, operación y explotación de gasoductos, oleoductos y poliductos en el territorio de la República Argentina y de las obras y servicios de ingeniería y equipos conexos con estos.

ALGAE FUELS S.A.

Algae Fuels S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 26 de octubre de 2010, otorgada en la Notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 61.492, N° 42.775, del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el día 18 de noviembre de 2010

Razón Social: Algae Fuels S.A.

Rol Único Tributario: 76.122.974-5

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Acordado: \$2.038.093

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 44,5%

Directorio: Roberto Zazzali Sánchez, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Gloria Lederman Enríquez, Anselmo Palma Pfozter, Fernando Delfau Vernet y María Loreto Massanés Vogel.

Gerente General: Juan Claudio Ilharreborde.

Objeto social: Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de microalgas, entre otros asociados a este objeto principal.

PARQUE EÓLICO LOS TRIGALES SpA.

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 20 de mayo de 2014 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 38.858, bajo el número 24.133, en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2014.

Razón Social: Parque Eólico Los Trigales SpA.

RUT: 76.379.625-K

Capital: \$973.235.052

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: La gestión, desarrollo e inversión en todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros; y la generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN VI SpA.

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 31 de agosto de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 66.219, bajo el número 45.959, en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solairedirect Generación VI SpA.

RUT: 59.169.880-K

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN IX SpA.

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 28 de febrero de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 18.840, bajo el número 12.302, en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación IX SpA.

RUT: 76.267.537-4

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAR LOS LOROS SpA.

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 31 de agosto de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 66.137, bajo el número 45.926, Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solar Los Loros SpA.

RUT: 76.247.976-1

Capital Pagado: MUS\$ 52.120

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Distribución, transmisión, generación, transporte y suministro de energía eléctrica o de cualquier naturaleza, en especial energía renovable, ya sea de fuente solar, eólica, hidráulica u otra.



METODOLOGÍA E ÍNDICE GRI

- 8.1** Alcance
- 8.2** Índice GRI
- 8.3** Compromisos Pacto Global

8.1 ALCANCE

A través de nuestra sexta Memoria Integrada cumplimos con nuestro compromiso de mantener a nuestros grupos de interés informados sobre los aspectos más relevantes de la gestión anual que realizamos en el ámbito económico, social y ambiental de nuestro negocio.

El informe que presentamos a continuación fue elaborado siguiendo los lineamientos de los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI) en su opción Esencial y las normativas vigentes. Considera las operaciones de ENGIE Energía Chile en el país. La información fue proporcionada por las áreas a cargo de la gestión de los temas reportados.

Con el fin de entregar a los lectores una visión más integral de la evolución de nuestra Compañía, se incluyeron cifras de periodos anteriores.

Las consultas y sugerencias sobre los contenidos vinculados al desempeño económico se deben dirigir a marcela.munoz@engie.com, mientras que para los contenidos referidos al desempeño social y ambiental se deben enviar a matias.bernales@engie.com.



8.1.1 Aplicación de los principios de los estándares GRI

- **Participación de los grupos de interés.** Para la priorización de los contenidos, se consideraron los resultados de una encuesta de materialidad desarrollada en 2021 en la que participaron 104 personas, representantes de nuestros grupos de interés. También se tuvo en cuenta la visión de los principales ejecutivos.
- **Contexto de sostenibilidad.** Este informe recoge los principales temas sociales, ambientales y económicos asociados a las actividades de nuestra Compañía, los efectos de la pandemia de COVID-19 en 2021 y los desafíos para la industria de energía que surgen de la Agenda Global y sus Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente los vinculados al Cambio Climático.
- **Materialidad.** Este informe se centra en los temas relevantes que surgieron en el proceso de materialidad y, adicionalmente, a un benchmark con las empresas del sector.
- **Exhaustividad.** La información que contiene este informe fue validada por las distintas áreas y fuentes internas.

8.1.2 Principios para garantizar la calidad de la información divulgada

- **Precisión.** A través de esta Memoria Integrada, ENGIE Energía Chile busca aportar todos los antecedentes que requieren sus stakeholders para formarse una visión adecuada de la gestión corporativa.
- **Equilibrio.** Este informe anual incluye los avances y de los desafíos corporativos de la Compañía.
- **Claridad.** Este documento fue elaborado con un lenguaje claro y preciso, para facilitar la comprensión de sus contenidos.
- **Comparabilidad.** La información del año 2021 fue complementada con indicadores de años anteriores para entregar una visión global del desempeño de nuestra Compañía.
- **Fiabilidad.** Los contenidos de esta Memoria Integrada fueron validados por las áreas a cargo de la gestión de los temas.
- **Periodicidad.** En ENGIE Energía Chile publicamos nuestra Memoria Integrada con una frecuencia anual.

8.1.3 Para la identificación de los asuntos materiales

- **Contexto de sostenibilidad.** Realizamos una revisión exhaustiva de los compromisos que adoptamos en 2020, las variables de nuestro entorno social y económico, nuevas regulaciones, cobertura de prensa, entre otros.
- **Análisis fuentes secundarias.** Consideramos los compromisos y lineamientos de las políticas internas que tenemos en ENGE Energía Chile y las del Grupo ENGE, la información que entregamos a nuestros grupos de interés a través de nuestros canales de comunicación, entre otros.
- **Consulta a los grupos de interés.** Realizamos una encuesta de materialidad dirigida a Accionistas, analistas y clasificadoras de riesgos, directores y gerentes de primera línea, colaboradores, clientes, contratistas, proveedores, asociaciones gremiales, fundaciones y medios de comunicación. Un total de 104 personas respondieron la consulta. En el ejercicio expusimos 22 temas relevantes que fueron elegidos considerando los temas materiales reportados en 2020, los lineamientos de nuestro Modelo de Sostenibilidad; iniciativas estratégicas, factores del entorno económico, social y ambiental que impactaron nuestra gestión en 2021. A los participantes se les solicitó priorizar los diez temas de mayor interés para poder desarrollarlos con mayor profundidad.
- **Entrevistas a principales ejecutivos.** Para levantar los temas con mayor exhaustividad, se entrevistaron a los gerentes de primera línea para conocer las prioridades de cada área y sus aportes desde la perspectiva de la sostenibilidad. En esta ronda, también se incluyó a los encargados de áreas específicas.
- **Revisión de las iniciativas a las que está adherida ENGE Energía Chile.** Revisamos los nuevos requerimientos de los
 - A. Los estándares contemplados por el Global Reporting Initiative (GRI) Standards, para la elaboración de reportes de sostenibilidad.
 - B. Las iniciativas de organizaciones y centros especializados en temas de sostenibilidad.
 - C. Los Principios de Pacto Global que suscribimos.
 - C. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas.
- **Resultados del benchmark.** A través de este estudio comparativo, identificamos los temas materiales más recurrentes en las empresas del sector. Entre los temas más recurrentes figuran:

ECONÓMICO Y GOBERNANZA	SOCIAL	AMBIENTAL
Rentabilidad y crecimiento	Salud y Seguridad laboral	Transición a una matriz 100% renovable
Excelencia operacional	Cultura Interna	Huella Ambiental y Cambio Climático
Gestión comercial y de clientes	Diversidad e inclusión	Preservación de ecosistemas y gestión ambiental
Gobierno corporativo y buenas prácticas	Relación y desarrollo con comunidades	Descarbonización del mix energético
Regulación y cambio industria eléctrica	Gestión de Personas (Diversidad, gestión de talentos, otros)	Economía Circular
Gestión de riesgos	Cadena de suministro sostenible	
Innovación y Transformación Digital		

8.1.4 Principales inquietudes de nuestros grupos de interés

A continuación presentamos los temas que despertaron mayor interés entre nuestros grupos de interés.

PRINCIPALES PREOCUPACIONES	SE RESPONDEN EN LA MEMORIA INTEGRADA
1. Estrategia de crecimiento y plan de descarbonización	Páginas 31 a 42
2. Uso responsable y cuidado del agua	Páginas 92 a 93
3. Gestión de riesgos sociales, económicos y ambientales	Páginas 67- 44- 99
4. Salud y seguridad laboral	Páginas 80-81
5. Desempeño económico 2021	Páginas 55 a 59
6. Capacitación	Páginas 74 a 75
7. Planes de desarrollo dirigidos a las comunidades	Páginas 68 a 71
8. Huella de Carbono y otras emisiones	Páginas 87
9. Innovación y Digitalización	Páginas 53 a 54
10. Cultura interna: compromiso, liderazgo y desempeño	Páginas 73 a 74

TEMAS DE MEDIANO INTERÉS	
11. Planes de eficiencia energética	17. Libre competencia y anticorrupción
12. Gestión de la Diversidad, Inclusión y No Discriminación	18. Buenas prácticas de gobierno corporativo
13. Acceso gratuito a energías renovables para las comunidades vecinas	19. Marco regulatorio
14. Gestión de la ética, prevención de delitos y cumplimiento	20. Gestión de la Biodiversidad
15. Gestión de residuos	21. Relaciones sindicales
16. Equidad de género	22. Gestión de Proveedores

- Preocupaciones planteadas por los grupos de interés +

								Estrategia de crecimiento y plan de descarbonización
					Uso responsable y cuidado del agua			
						Gestión de riesgos sociales, económicos y ambientales		
								Salud y seguridad laboral
						Desempeño económico 2021		
						Capacitación		
							Planes de desarrollo dirigidos a las comunidades	
								Huella de Carbono y otras emisiones
							Innovación y Digitalización	
						Cultura interna: compromiso, liderazgo y desempeño		

- Importancia de los impactos económicos, ambientales y sociales +

8.2 ÍNDICE GRI

GRI 102: General Disclosures		Página
PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN		
102-1	Nombre de la organización	2
102-2	Actividades, marcas, productos y servicios	12
102-3	Ubicación de la sede	2
102-4	Ubicación de las operaciones	14
102-5	Propiedad y forma jurídica	2
102-6	Mercados servidos	12
102-7	Tamaño de la organización	12
102-8	Información sobre empleados y otros trabajadores	12 - 65 a 84
102-9	Cadena de suministro	84
102-10	Cambios significativos en la organización y su cadena de suministro	No hubo cambios significativos
102-11	Principios o enfoque de precaución	Las prácticas, procedimientos y los marcos internos ambientales de ENGIE Energía Chile S.A. están en plena sintonía con el Principio 15 de la Declaración de Río, que dice: "Para proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar el criterio de precaución de conformidad con sus capacidades. Si se genera un riesgo de daño grave o irreversible, no deberá utilizarse la falta de certeza científica absoluta para posponer la adopción de medidas eficaces en función de los costes e impedir la degradación del medio ambiente"
102-12	Iniciativas externas	64
102-13	Afiliación a asociaciones	64
ESTRATEGIA		
102-14	Declaración de altos ejecutivos responsables de la toma de decisiones	4 a 7
102-15	Impactos, riesgos y oportunidades principales	105
ETICA Y TRANSPARENCIA		
102-16	Valores, principios, estándares y normas de conducta	20
102-18	Estructura de gobernanza	21

GRI 102: General Disclosures		Página
PARTICIPACIÓN GRUPOS DE INTERÉS		
102-40	Lista de grupos de interés	63
102-41	Acuerdos de negociación colectiva	77
102-42	Identificación y selección de grupos de interés	63
102-43	Enfoque para la participación de los grupos de interés	150
102-44	Temas y preocupaciones claves mencionados	152
PRÁCTICAS DEL MEMORIA		
102-45	Entidades incluidas en los estados financieros consolidados	76
102-46	Definición de los contenidos de los informes y cobertura del tema	75 a 77
102-47	Lista de temas materiales	76
102-48	Reexpresión de la información	No hay reformulaciones de la información
102-49	Cambios en la elaboración de informes	No hay cambios significativos
102-50	Periodo objeto del informe	2021
102-51	Fecha del último informe	2020
102-52	Ciclo de elaboración de informes	Anual
102-53	Punto de contacto para preguntas sobre el informe	marcela.munoz@engie.com. matias.bernales@engie.com
102-54	Declaración de elaboración del informe de conformidad con los estándares GRI	76
102-55	Índice de contenidos GRI	154
102-56	Verificación externa	En 2021, la Compañía decidió no verificar externamente la información de esta Memoria Integrada referida a los asuntos económicos, sociales y ambientales, por cuanto estos contenidos cuentan con la validación de las áreas respectivas.
INDICADORES SECTORIALES		
EU1	Capacidad instalada	14
EU2	Producción neta de energía desglosada por fuente de energía	12
EU3	Número de clientes residenciales, industriales y comerciales	40
EU4	Longitud de líneas de transmisión y distribución	15
EU5	Gestión para asegurar la disponibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo de la electricidad	46 a 48

GRI 201: DESEMPEÑO ECONÓMICO		Página
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		60
201-1 Valor Económico Generado		66
GRI 205: ANTICORRUPCIÓN		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		28
205-3 Casos de corrupción confirmados y medidas tomadas		No se registraron casos de corrupción
GRI 206: LIBRE COMPETENCIA		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		28
206-1 Acciones jurídicas relacionadas con la competencia desleal y las prácticas monopólicas y contra la libre competencia		No se registraron acciones en esta materia
GRI 303: AGUA		
GRI 303: Enfoque de gestión		
303-1 Interacción con el agua como recurso compartido		86 - 92
303-2 Gestión de los impactos relacionados con los vertidos de Agua		92 a 93
GRI 303: Contenidos temáticos		
303-3 Extracción de Agua		92 a 93
303-4 Vertido de Agua		92 a 93
303-5 Consumo de Agua		93
GRI 305: EMISIONES		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		86 -87
305-2 Emisiones directas de GEI al generar energía (Alcance 1)		87
305-4 Intensidad de las emisiones de GEI		87
305-5 Reducción de las emisiones de GEI		87
305-7 Óxidos de Nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y otras emisiones significativas al aire		87
GRI 306: RESIDUOS		
GRI 306: Enfoque de gestión		
306- 1 Generación de residuos e impactos significativos relacionados con los residuos		90 a 92
306- 2 Gestión de impactos significativos relacionados con los residuos		90 a 92
GRI 306: Contenidos temáticos		
306- 3 Residuos generados		90 a 92
306- 4 Residuos destinados a eliminación		90 a 92
306- 5 Residuos no destinados a eliminación		90 a 92

GRI 307: CUMPLIMIENTO AMBIENTAL		Página
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		86
307-1	Incumplimiento de la legislación y normativa ambiental	No se registraron multas ambientales en 2021
GRI 401: EMPLEO		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		72
401-1	Nuevas contrataciones de empleados y rotación del personal	72
GRI 403: SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO		
GRI 403: Enfoque de gestión		
403-1	Sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	80
403-2	Identificación de peligros, evaluación de riesgos e investigación de accidentes	80
403-3	Servicio de salud en el trabajo	80
403-4	Participación de trabajadores, consultas y comunicación sobre la salud y seguridad en el trabajo	81
403-6	Fomenta de la salud en los trabajadores	80
403-7	Prevención y mitigación de los impactos en la salud y la seguridad de los trabajadores directamente vinculados con las relaciones comerciales	80 a 84
GRI 403: Contenidos temáticos		
403-8	Cobertura del sistema de gestión de salud y la seguridad en el trabajo	83
GRI 404: CAPACITACIÓN		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		72
404-1	Medio de horas de formación al año por empleado	75
404-3	Porcentaje de empleados que reciben evaluaciones periódicas del desempeño y desarrollo profesional	74
GRI 405: DIVERSIDAD		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		78
405-1	Diversidad en órganos de gobierno y empleados	24 - 75
405-2	Ratio de salario base y de la remuneración de mujeres frente a hombres	78
EMPLEO LOCAL		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		68 a 70
PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS LIMPIAS EN LAS COMUNIDADES		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		70
GRI 419: CUMPLIMIENTO SOCIO ECONÓMICO		
103-1 103-2 103-3 Enfoque de gestión		28
419-1		No se registraron multas significativas

8.3 COMPROMISO CON EL **PACTO GLOBAL**

PRINCIPIOS PACTO GLOBAL	PÁGINA CON AVANCES 2020 Y/O VISIÓN CORPORATIVA
<p>PRINCIPIO 1</p> <p>Las empresas deben apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales, reconocidos internacionalmente, dentro de su ámbito de influencia.</p>	<p>En su Política de Derechos Humanos, denominada “Compromisos del Grupo en Materia de Derechos Humanos”, ENGIE Energía Chile reafirma de manera pública su apoyo al respeto de los derechos humanos, según lo estipulado en los principios y directrices de Naciones Unidas (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl).</p>
<p>PRINCIPIO 2</p> <p>Las empresas deben asegurarse de sus socios y colaboradores no son cómplices en la vulneración de los derechos Humanos.</p>	<p>ENGIE Energía Chile incluye en los contratos con sus proveedores, contratistas y socios una disposición que estipula el respeto de estos grupos de interés a los compromisos en materia de Derechos Humanos que suscribe la Compañía (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl).</p>
<p>PRINCIPIO 3</p> <p>Las empresas deben apoyar la libertad de afiliación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.</p>	<p>En el Compromiso N°2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su “Reconocimiento de la libertad de asociación y el derecho a la negociación colectiva” (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl).</p>
<p>PRINCIPIO 4</p> <p>Las empresas deben apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción.</p>	<p>En el Compromiso N°2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su “Rechazo a todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio” (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl).</p>
<p>PRINCIPIO 5</p> <p>Las empresas deben apoyar la erradicación del trabajo infantil.</p>	<p>En el Compromiso N°2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su “Rechazo a todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio” (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 28, disponible en www.engie-energia.cl).</p>
<p>PRINCIPIO 6</p> <p>Las empresas deben apoyar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y la ocupación.</p>	<p>Páginas 78 a 79 Memoria Integrada 2021.</p>



PRINCIPIOS PACTO GLOBAL

PÁGINA CON AVANCES 2020 Y/O VISIÓN CORPORATIVA

PRINCIPIO 7

Páginas 87 a 97 Memoria Integrada 2021.

Las empresas deberán mantener un enfoque preventivo que favorezca el medio ambiente.

PRINCIPIO 8

Páginas 87 a 97 Memoria Integrada 2021.

Las empresas deben fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.

PRINCIPIO 9

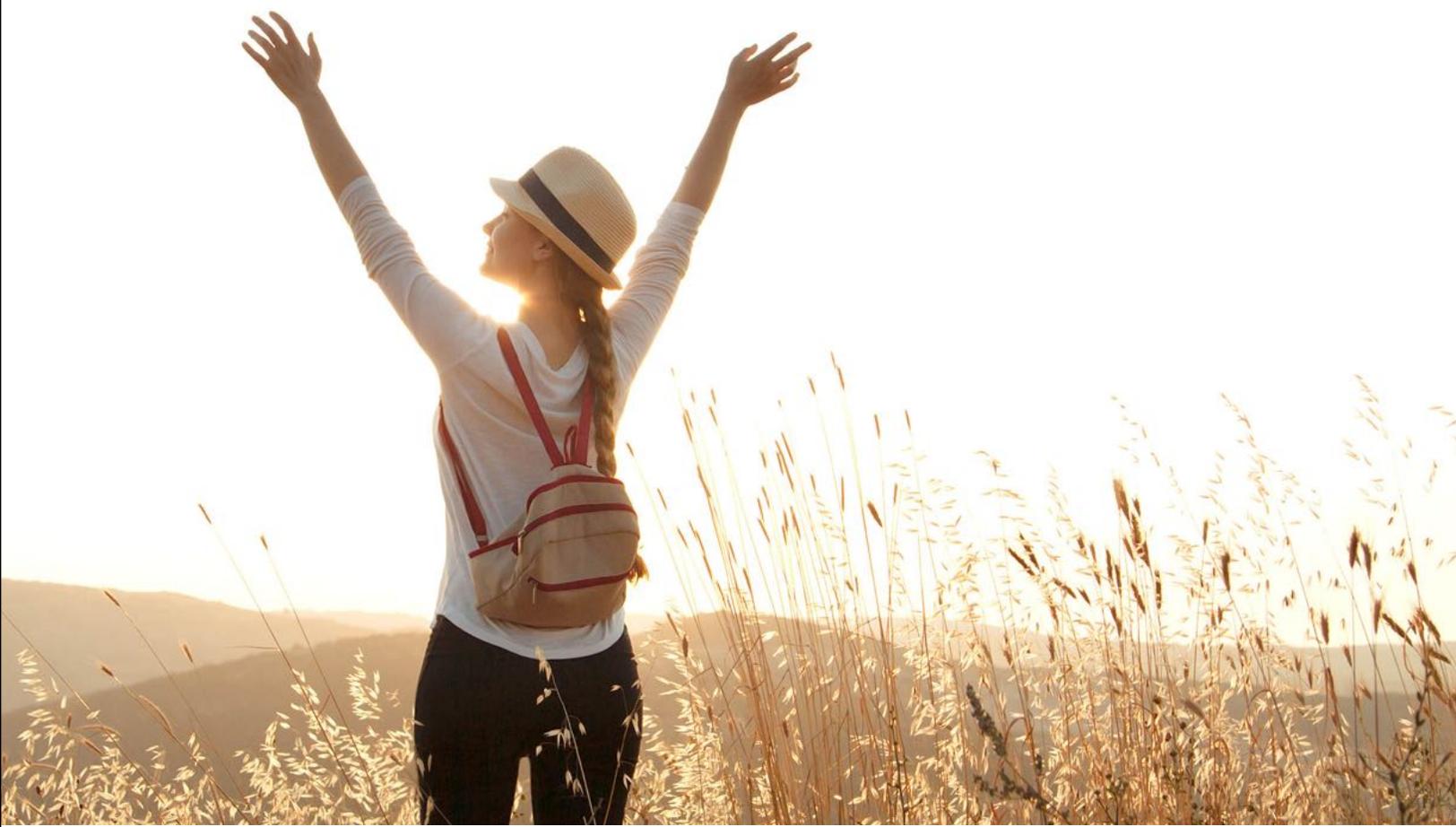
Páginas 87 a 97 Memoria Integrada 2021.

Las empresas deben favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medio ambiente.

PRINCIPIO 10

Páginas 28 a 29 Memoria Integrada 2021.

Las empresas deben trabajar contra la corrupción en todas sus formas, incluidas extorsión y soborno.





ESTADOS FINANCIEROS



ÍNDICE

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado	154
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función.....	156
Otros Resultados Integrales Consolidados	157
Estados de Flujo de Efectivo – Directo.....	158
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto.....	160
NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL	162
NOTA 2 – BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	162
2.1 Bases de Preparación	162
2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS	163
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas.....	167
2.4 Entidades Filiales	168
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.....	168
2.6 Principios de Consolidación	169
2.7 Cambios en las políticas contables significativas	169
2.8 Moneda Funcional y de Presentación.....	170
2.9 Periodo Contable.....	170
2.10 Conversión de Moneda Extranjera	170
NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	170
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos.....	170
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía.....	172
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes.....	172
3.4 Activos Intangibles.....	172
3.5 Deterioro de Activos.....	173
3.6 Activos arrendados.....	174
3.7 Instrumentos Financieros.....	175
3.8 Inventarios.....	182
3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas.....	182
3.10 Provisiones.....	182
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente.....	182
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	183
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos.....	184
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción.....	184

3.15 Dividendos.....	184
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	185
3.17 Segmentos de Operación.....	185
3.18 Pasivos y Activos Contingentes.....	185
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	185
4.1 Descripción del Negocio.....	185
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	186
4.3 Tipos de clientes.....	186
4.4 Principales Activos.....	187
4.5 Energías Renovables.....	187
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS.....	187
5.1 Adquisición de filiales.....	187
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	188
6.1 Disponible.....	189
6.2 Depósitos a Plazo.....	189
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	190
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	190
7.1 Cuentas de fondos Mutuos Disponibles.....	191
NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	191
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	191
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.....	192
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes.....	192
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.....	194
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia.....	194
10.2 Personal Clave de la Gerencia.....	195
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente.....	196
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente.....	196
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.....	197
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes.....	197
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas.....	198
NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES.....	201
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES.....	202

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE.....	202
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	203
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALÍA.....	204
NOTA 16 – PLUSVALÍA.....	205
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.....	206
17.1 Costos de Financiamiento Capitalizado.....	211
17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos Leasing.....	211
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	212
18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos Leasing.....	213
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS.....	213
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos.....	214
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos.....	215
19.3 Conciliación Tasa Efectiva.....	216
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo.....	217
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	217
20.1 Préstamos que Devengan Intereses.....	218
20.2 Obligaciones con el Público.....	219
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA.....	220
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	223
22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes.....	224
22.2 Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes.....	225
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS.....	226
23.1 Riesgos de Mercado.....	226
23.2 Riesgo de Precio de Acciones.....	228
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles.....	228
23.4 Riesgo de Crédito.....	228
23.5 Deudores por Venta.....	229
23.6 Activos Financieros y Derivados.....	229
23.7 Riesgo de Liquidez.....	230
23.8 Seguros.....	230
23.9 Clasificación de Riesgo.....	231
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	231
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	233
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	233
NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES.....	234
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	234

NOTA 29 – PATRIMONIO.....	235
29.1 Política de Dividendos.....	235
29.2 Gestión de Capital.....	236
NOTA 30 – PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORAS.....	236
NOTA 31 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	237
NOTA 32 – COSTOS DE VENTA.....	239
NOTA 33 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN.....	240
NOTA 34 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN.....	240
NOTA 35 – GASTOS DEL PERSONAL.....	241
NOTA 36 – OTROS GASTOS (INGRESOS).....	241
NOTA 37 – INGRESOS FINANCIEROS.....	241
NOTA 38 – COSTOS FINANCIEROS.....	241
NOTA 39 – DIFERENCIAS DE CAMBIO.....	242
NOTA 40 – GANANCIA POR ACCIÓN.....	243
NOTA 41 – GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS....	244
41.1 Garantías Directas.....	244
41.2 Garantías Indirectas.....	245
41.3 Cauciones Obtenidas de Terceros.....	245
41.4 Restricciones.....	247
41.5 Otras Contingencias.....	248
NOTA 42 – DOTACIÓN.....	251
NOTA 43 – SANCIONES.....	251
NOTA 44 – MEDIO AMBIENTE.....	251
NOTA 45 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	253
NOTA 46 – HECHOS POSTERIORES.....	253
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	254
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	255

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	215.689	235.250
Otros activos financieros corrientes	7-21	0	54
Otros activos no financieros corrientes	8	46.882	14.894
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	165.012	107.242
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	6.429	812
Inventarios corrientes	11	158.319	76.680
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	23.901	29.934
Activos Corrientes, Total		616.232	464.866
Activos No Corrientes			
Otros activos no financieros no corrientes	13	25.748	16.067
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	85.601	139.888
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	14.161	21.726
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	108.906	81.608
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	188.532	204.825
Plusvalía	16	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	17	2.746.143	2.668.897
Activos por derecho de uso	18	168.175	76.457
Activos por impuestos diferidos	19	20.265	21.547
Activos No Corrientes, Total		3.382.630	3.256.114
Activos, Total		3.998.862	3.720.980

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	99.745	64.280
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	6.305	4.327
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	262.763	207.141
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	8.065	9.732
Pasivos por impuestos corrientes	12	3.672	10.161
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	11.753	15.524
Otros pasivos no financieros corrientes	26	5.086	12.294
Pasivos Corrientes, Total		397.389	323.459
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	958.043	830.998
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	140.951	78.341
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	53.420	54.948
Otras provisiones no corrientes	27	58.546	62.418
Pasivo por impuestos diferidos	19	218.374	202.682
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	47	69
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	81	57
Pasivos, No Corrientes, Total		1.429.462	1.229.513
Total Pasivos		1.826.851	1.552.972
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		752.913	798.096
Otras Reservas	29	375.370	326.184
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		2.172.011	2.168.008
Patrimonio Total		2.172.011	2.168.008
Patrimonio y Pasivos, Total		3.998.862	3.720.980

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN	Nota	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	31	1.478.614	1.351.658
Costo de ventas	32	(1.311.571)	(1.043.672)
Ganancia bruta		167.043	307.986
Otros ingresos	33	10.328	3.380
Gastos de administración	34	(37.955)	(37.059)
Otros gastos o ingresos, por función	36	(12.077)	(10.753)
Ganancia por actividades de operación		127.339	263.554
Ingresos financieros	37	1.607	2.545
Costos financieros	38	(88.807)	(59.476)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	(1.934)	4.368
Diferencias de cambio	39	22.592	(7.269)
Ganancia, antes de Impuesto		60.797	203.722
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	19	(13.423)	(40.191)
Ganancia procedente de operaciones Continuadas		47.374	163.531
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		47.374	163.531
Ganancias por Acción:			
Ganancia		47.374	163.531
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	40	USD 0,045	USD 0,155

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Otros Resultados Integrales Consolidados,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

OTRO RESULTADO INTEGRAL	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Ganancia	47.374	163.531
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	23.689	(13.299)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	1.497	1.215
Otro resultado integral	25.186	(12.084)
Resultado Integral	72.560	151.447
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	72.560	151.447
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
Resultado Integral Total	72.560	151.447

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estados de Flujo de Efectivo – Directo,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
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		1.729.101	1.491.036
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		5.341	7.337
Otros cobros por actividades de operación		4	14
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.361.431)	(981.396)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(60.265)	(55.229)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(27.376)	(17.923)
Otros pagos por actividades de operación		(9.639)	(10.431)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(75.920)	(55.681)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(453)	(61.094)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(67.396)	(85.300)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		131.966	231.333

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estados de Flujo de Efectivo – Directo,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		0	(56.651)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		0	2.739
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		0	(2.354)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(208.594)	(185.089)
Cobros a entidades relacionadas		8.000	7.500
Intereses recibidos		359	1.894
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(42.000)	(36.000)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		39.509	26.435
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(202.726)	(241.526)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		60.000	0
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(36.000)	0
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		50.000	50.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		125.000	500.000
Pagos de préstamos		(50.000)	(480.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(6.475)	(2.327)
Dividendos pagados		(90.565)	(64.813)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		51.960	2.860
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(18.800)	(7.333)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(761)	1.123
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(19.561)	(6.210)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	235.250	241.460
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	215.689	235.250

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado de cambios en el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2021	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
	KUSD	Otras Reservas Varias KUSD	Reservas de Conversión KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Patrimonio al 01-01-2021	1.043.728	326.184	0	798.096	2.168.008	0	2.168.008
Ganancia	0	0	0	47.374	47.374	0	47.374
Otros Resultados Integrales	0	25.186	0	0	25.186	0	25.186
Total Resultados Integrales	0	25.186	0	47.374	72.560	0	72.560
Dividendos	0	0	0	(92.557)	(92.557)	0	(92.557)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	24.000	0	0	24.000	0	24.000
Cambios en Patrimonio	0	49.186	0	(45.183)	4.003	0	4.003
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2021	1.043.728	375.370	0	752.913	2.172.011	0	2.172.011

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto,

al 31 de diciembre de 2021 y 2020, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estado de cambios en el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2020	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
	KUSD	Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Patrimonio al 01-01-2020	1.043.728	314.356	0	701.167	2.059.251	64.350	2.123.601
Ganancia	0	0	0	163.531	163.531	0	163.531
Otros Resultados Integrales	0	(12.084)	0	0	(12.084)	0	(12.084)
Total Resultados Integrales	0	(12.084)	0	163.531	151.447	0	151.447
Dividendos	0	0	0	(66.602)	(66.602)	0	(66.602)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	23.912	0	0	23.912	(64.350)	(40.438)
Cambios en Patrimonio	0	11.828	0	96.929	108.757	(64.350)	44.407
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2020	1.043.728	326.184	0	798.096	2.168.008	0	2.168.008

(1) Con fecha 31 de marzo de 2020, EECL y su filial Inversiones Hornitos SpA. suscribieron con su cliente Minera Centinela, los actos y contratos que se indican a continuación:

1. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA. y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela y filial de Antofagasta Minerals S.A., de fecha 7 de septiembre de 2009 y por una potencia de 150 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
2. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA. y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012 y por una potencia de 36 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
3. La celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo enero a 2022 a diciembre 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033; y
4. La modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos SpA., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos SpA. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos SpA. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos SpA. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial.

En virtud de los acuerdos firmados en marzo de 2020, ambos accionistas comprometieron un aporte de capital en Inversiones Hornitos por un monto total máximo de US\$60 millones a ser destinado al pago de la deuda de Inversiones Hornitos con EECL. Este aumento de capital debía quedar íntegramente pagado el 31 de diciembre de 2021, pudiendo EECL concretar su proporción mediante la capitalización de deuda por un monto de US\$36 millones, mientras que Minera Centinela enteraría su proporción del incremento de capital con un aporte en dinero efectivo por US\$24 millones. Con fecha 22 de diciembre de 2021, ambos aportes fueron efectuados y aplicados a la reducción de la deuda de Inversiones Hornitos con EECL, quedando ésta en un nuevo saldo de US\$46,1 millones al 31 de diciembre de 2021.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

NOTA 1 – INFORMACION GENERAL

1.1 Información Corporativa

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en adelante EECL, fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Inició sus operaciones con domicilio legal en la ciudad de Antofagasta, con fecha primero de junio de 1981.

El 30 de septiembre de 1983, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el N° 88.006.900-4.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad E.CL S.A. por “ENGIE ENERGIA CHILE S.A.”

El domicilio social y las oficinas principales de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida Isidora Goyenechea N° 2800 Oficinas 1601,1701, 1801, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de ENGIE AUSTRAL S.A. titular de 631.924.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 59,99%, el 40,01% restante es transado en las distintas bolsas de comercio de Chile.

Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2021 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 25 de enero de 2022. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2020 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 26 de enero de 2021.

Estos Estados Financieros Consolidados se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de Preparación

Los presentes Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y Filiales han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas.

Los presentes Estados Financieros Consolidados se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENGIE ENERGIA CHILE S.A y sus Filiales.

2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS

La Compañía aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los períodos que inicien el 1 de enero de 2021 o fecha posterior. La Compañía no ha adoptado en forma anticipada ninguna norma, interpretación o enmienda que habiendo sido emitida aun no haya entrado en vigencia.

a) Las normas, interpretaciones y enmiendas a IFRS que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16	Reforma de la Tasa de Interés de Referencia - fase 2	1 de enero de 2021
IFRS 16	Reducciones del alquiler relacionadas con el Covid-19, posteriores al 30 de junio 2021	1 de abril de 2021

IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia - Fase 2

En agosto de 2020, el IASB publicó la segunda fase de la Reforma de la Tasa de Interés de Referencia que comprende enmiendas a las normas IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16. Con esta publicación, el IASB completa su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias (IBOR, por sus siglas en inglés) en la información financiera.

Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que abordan los efectos en la información financiera cuando una tasa de interés de referencia (IBOR, por sus siglas en inglés) es reemplazada por una tasa de interés alternativa casi libres de riesgo.

Las enmiendas son requeridas y la aplicación anticipada es permitida. Una relación de cobertura debe ser reanudada si la relación de cobertura fue descontinuada únicamente debido a los cambios requeridos por la reforma de la tasa de interés de referencia y, por ello, no habría sido descontinuada si la segunda fase de enmiendas hubiese sido aplicada en ese momento. Si bien su aplicación es retrospectiva, no se requiere que una entidad reexpresé períodos anteriores.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2021, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IFRS 16 Reducciones del alquiler relacionadas con el Covid-19, posteriores al 30 de junio de 2021

En marzo de 2021, el IASB modificó las condiciones de la solución práctica en la NIIF 16 en relación con la aplicación de la guía de la NIIF 16 sobre modificaciones de alquileres que surgen como consecuencia del Covid-19.

Como solución práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si una concesión de un alquiler relacionado con el Covid-19 de un arrendador es una modificación del arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección contabiliza cualquier cambio en los pagos de arrendamiento que resulten del alquiler relacionada con el covid-19 de la misma manera que contabilizaría el cambio según la NIIF 16, si el cambio no fuera una modificación del arrendamiento.

Asimismo, el expediente práctico aplica ahora a los alquileres en el cual cualquier reducción en los pagos del arrendamiento afecta sólo a los pagos que originalmente vencen en o antes del 30 de junio de 2022, siempre que se cumplan las otras condiciones para aplicar el expediente práctico.

Un arrendatario aplicará esta solución práctica de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la enmienda como un ajuste en el saldo inicial de los resultados acumulados (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el cual el arrendatario aplique por primera vez la enmienda. El arrendatario no estará obligado a revelar la información requerida por el párrafo 28 (f) de la IAS 8.

De acuerdo con el párrafo 2 de la NIIF 16, se requiere que un arrendatario aplique la solución de manera consistente a contratos elegibles con características similares y en circunstancias parecidas, independientemente de si el contrato se volvió elegible para la solución práctica antes o después de la modificación.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2021, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

b) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Normas e Interpretaciones		Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 17	Contratos de Seguro	1 de enero de 2023

IFRS 17 Contratos de Seguro

En mayo de 2017, el IASB emitió la IFRS 17 Contratos de Seguros, una nueva norma de contabilidad específica para contratos de seguros que cubre el reconocimiento, la medición, presentación y revelación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la IFRS 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 períodos 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).

IFRS 17 será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023, requiriéndose cifras comparativas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique IFRS 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez IFRS 17.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2023, sin embargo, no tendrá impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 3	Referencia al Marco Conceptual	1 de enero de 2022
IAS 16	Propiedad, planta y equipo: productos obtenidos antes del uso previsto	1 de enero de 2022
IAS 37	Contratos onerosos - costo de cumplimiento de un contrato	1 de enero de 2022
IAS 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2023
IAS 8	Definición de estimados contables	1 de enero de 2023
IAS 1	Revelación de políticas contables	1 de enero de 2023
IAS 12	Impuestos diferidos relacionado con activos y pasivos que surgen de una sola transacción	1 de enero de 2023
IFRS 10 e IAS 28	Estados Financieros Consolidados - venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

IFRS 3 Referencia al Marco Conceptual

En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma IFRS 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 períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas retrospectivamente. Se permite la aplicación anticipada si, al mismo tiempo o con anterioridad, una entidad aplica también todas las enmiendas contenidas en las enmiendas a las Referencias al Marco Conceptual de las Normas IFRS emitidas en marzo de 2018.

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

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 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 períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente solo 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.

La sociedad ha aplicado anticipadamente esta enmienda a partir de este ejercicio.

IAS 37 Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato

En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma IAS 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 períodos 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). La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

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, IAS 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En junio 2020, el IASB emitió enmiendas a los párrafos 69 al 76 de IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023. Las entidades deben considerar cuidadosamente si hay algún aspecto de las enmiendas que sugiera que los términos de sus acuerdos de préstamo existentes deben renegociarse. En este contexto, es importante resaltar que las enmiendas deben aplicarse retrospectivamente.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores – Definición de Estimados Contables

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la IAS 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 períodos anteriores. La definición anterior de un cambio en la estimación contable especificaba que los cambios en las estimaciones contables pueden resultar de nueva información o nuevos desarrollos. Por lo tanto, tales cambios no son correcciones de errores.

La enmienda será efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 1 Presentación de los Estados Financieros - Revelación de Políticas Contables

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la IAS 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 períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023. Se permite la aplicación anticipada de las modificaciones a la NIC 1 siempre que se revele este hecho.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 12 Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de una sola transacción

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 períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IFRS 10 Estados Financieros Consolidados e IAS 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos - venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

Las enmiendas a IFRS 10 Estados Financieros Consolidados e IAS 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (2011) abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de IFRS 10 y los de IAS 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. 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 filial.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez que entre en vigencia.

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas

El directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos estados financieros consolidados y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 31 de diciembre de 2021.

La preparación de los estados financieros requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

- **Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro**

La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la Administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.

- **Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios**

Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial (Nota 3.10.1).

- **Contingencias, juicios o litigios**

La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

- **Activos Intangibles**

Para estimar el valor de uso, la Sociedad prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos. En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a amortizaciones del Estado de Resultados.

2.4 Entidades Filiales

Estos estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Compañía. El control se logra cuando la empresa:

- Tiene poder sobre la participada;
- Está expuesta, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada; y
- Tiene la capacidad de utilizar su poder para afectar sus rendimientos.

La Compañía reevalúa si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control listados arriba.

Las filiales "Electroandina SpA.", "Central Termoeléctrica Andina SpA.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos SpA.", "Edelnor Transmisión S.A.", "Solairedirect Generación VI SpA", "Solairedirect Generación IX SpA", "Parque Eólico Los Trigales SpA", "Solar Los Loros SpA" y "Eólica Monte Redondo SpA" se consolidan en estos estados financieros. Los activos, pasivos y resultados se incluyen en las cuentas anuales consolidadas después de las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo EECL (Ver Anexo 1 a).

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

Corresponde a la participación en sociedades en la que EECL posee control conjunto con otra sociedad o en las que ejerce una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de la Sociedad sobre el capital ajustado de la emisora.

Las entidades asociadas son aquellas entidades en donde la Sociedad tiene influencia significativa, pero no control, sobre las políticas financieras y operacionales.

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación se describe en Anexo 1 b).

La filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. es contabilizada por el método de la participación.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

2.6 Principios de Consolidación

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.
2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.
3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.7 Cambios en las políticas contables significativas

La Compañía implementó NIIF 16 Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019 y revela los impactos en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2021. Engie Energía Chile S.A. en calidad de arrendatario ha decidido no utilizar la excepción práctica de NIIF 16 que permite no realizar una nueva evaluación sobre contratos antiguos clasificados como arriendo operativo bajo NIC 17 e CINIIF 4: “Como una solución práctica, no se requiere que una entidad evalúe nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento en la fecha de aplicación inicial. En su lugar, se permite que la entidad: (a) aplique esta Norma a contratos que estaban anteriormente identificados como arrendamientos aplicando la NIC 17 Arrendamientos y CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento.” Dado que, desde el punto de vista del arrendador, no está requerido a hacer ningún ajuste en la transición de NIIF 16, se optó por no analizar los contratos en los que EECL actúa como arrendador. Para la transición a la norma, EECL definió aplicar como modelo el enfoque retrospectivo modificado para el registro del activo por derecho de uso, como un monto igual al pasivo. Este registro se efectuó a partir del 01 de enero de 2019, aplicando de esta forma la norma en su fecha de aplicación obligatoria. Las tasas de descuentos (incremental) utilizadas para calcular las respectivas tablas de amortización asociadas a la obligación por arrendamiento fueron determinadas por la Administración de la Compañía, así como también los plazos de los arrendamientos, en aquellos en los que se indica la existencia de renovación. La aplicación de otros pronunciamientos no ha tenido efectos significativos para EECL.

El resto de los criterios contables aplicados durante el periodo 2021 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

2.8 Moneda Funcional y de Presentación

La moneda funcional de la Sociedad y sus filiales es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (kUSD).

2.9 Periodo Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. Las transacciones en moneda nacional y extranjera, distintas de la moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son traducidos al tipo de cambio de la moneda funcional a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera que resultan de tales 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 resultado consolidado en la línea Diferencia de Cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, representan los tipos de cambio y valores del cierre al:

Moneda	31-12-2021 USD 1	31-12-2020 USD 1
Peso Chileno	844,6900	710,9500
Euro	0,8839	0,8141
Yen	115,1800	103,3000
Peso Argentino	102,7572	84,1411
Libra Esterlina	0,7414	0,7351
Unidad de Fomento	36,6901	40,8894

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenencias mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Cuadro Vidas Útiles Estimadas de los Principales Activos de la Sociedad		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Parque Eólico	Vida útil años	25	45
Centrales Fotovoltaicas	Vida útil años	25	35
Obras Civiles	Vida útil años	25	50
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	50
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor justo en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquirente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor justo y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida.

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y

15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles	Vida útil de intangibles	
	Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de EECL sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

3.5 Deterioro de Activos

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de activos intangibles y otros activos no financieros no corrientes, se realiza a lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo y se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión por deterioro para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso.
- No existe el equipo relacionado.
- El repuesto está dañado de tal forma que no se puede usar.
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta.

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:

- 10% después de 2 años sin uso.
- 20% después de 4 años sin uso.
- 30% después de 6 años sin uso.
- 40% después de 8 años sin uso.
- 50% después de 10 años sin uso.
- 60% después de 12 años sin uso.
- 70% después de 14 años sin uso.
- 80% después de 16 años sin uso.
- 90% después de 18 años sin uso.
- 100% después de 20 años sin uso.

3.6 Activos arrendados

La implementación de la NIIF 16 significa que la mayoría de los arrendamientos son reconocidos en el balance por los arrendatarios, lo que cambia los estados financieros de las compañías y sus índices relacionados en mayor medida. EECL tiene arrendamientos por concesiones de uso oneroso (terrenos) a largo plazo con el gobierno, para vehículos, camionetas y propiedades.

3.6.1 Arrendatario

Como arrendatario, la Compañía reconoce un activo en la fecha en que comienza el arrendamiento si representa el derecho a usar el activo subyacente durante el período del arrendamiento (un activo por derecho de uso) y un pasivo por pagos de arriendo (pasivo por arrendamiento). Los arrendamientos a menos de 12 meses (y no renovables) pueden excluirse, así como los arrendamientos donde el valor del activo subyacente no es significativo. La Compañía reconoce por separado el gasto por intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

3.6.2 Clasificación

Todos los arrendamientos se clasifican como si fueran financieros. Los arrendatarios registran un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que comienza el arrendamiento.

3.6.3 Cargo por depreciación

Los arrendatarios aplicarán los requisitos de depreciación de la NIC 16, Propiedades, planta y equipo, al depreciar un activo por derecho de uso (amortizar).

3.6.4 Deterioro

Los arrendatarios aplicarán la NIC 36, Deterioro del valor de los activos, para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado y para contabilizar las pérdidas por deterioro identificadas.

3.6.5 Arrendador

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 es sustancialmente igual a la contabilidad bajo la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando 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.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.7 Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra sociedad.

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en depósitos a plazo y fondos mutuos de renta fija, los que se reconocen a su valor justo. Estos son clasificados como inversiones mantenidas hasta el vencimiento y son liquidadas antes de o en 90 días.

3.7.1 Jerarquías de Valor Razonable

La Sociedad mide los instrumentos financieros, como los derivados, y los activos no financieros, como las propiedades de inversión, a su valor razonable en cada fecha del balance.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo se lleva a cabo:

- En el mercado principal del activo o pasivo o,
- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

El mercado principal o el más ventajoso debe ser accesible por la Sociedad.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado usarían al fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúen en su mejor interés económico.

Una medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos al usar el activo en su mayor y mejor uso o al venderlo a otro participante del mercado este usaría el activo en su mejor y más alto uso.

La Sociedad usa técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y para las cuales hay suficientes datos disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos relevantes observables y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos para los que se mide o revela el valor razonable en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía del valor razonable, que se describe a continuación:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este nivel, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”;

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

3.7.2 Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los activos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial y en las mediciones posteriores al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (OCI) y el valor razonable a través de resultados.

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de EECL para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente financiero significativo o para las cuales la Sociedad ha aplicado una solución práctica, EECL inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Cuentas por cobrar comerciales que no contienen un financiamiento significativo

O para el cual la Sociedad ha aplicado una solución práctica se mide al precio de la transacción como es revelado en la sección (IFRS 15, Ingresos de contratos con clientes).

Para que un activo financiero se clasifique y mida al costo amortizado o al valor razonable a través de OCI, debe generar flujos de efectivo que sean "sólo pagos de principal e intereses (SPPI)" sobre el monto del principal pendiente. Esta evaluación se conoce como la prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento. Los activos financieros con flujos de efectivo que no son SPPI se clasifican y miden al valor razonable con cambios en resultados, independientemente del modelo de negocio.

El modelo de negocios de EECL para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos. Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta.

Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

Mediciones posteriores

Para fines de medición posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable a través de OCI con reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda).
- Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI sin reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas en la baja en cuentas (instrumentos de patrimonio).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)

Los activos financieros al costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de tasa de interés efectiva (EIR) y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Los activos financieros de EECL al costo amortizado pueden incluir partidas tales como cuentas por cobrar comerciales y préstamos a partes relacionadas y que son incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros a valor razonable a través de OCI (instrumentos de deuda)

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, los ingresos por intereses, la revaluación cambiaria y las pérdidas o reversiones por deterioro se reconocen en el estado de resultados y se calculan de la misma manera que para los activos financieros medidos al costo amortizado. Los cambios en el valor razonable restantes se reconocen en OCI. Al darse de baja, el cambio acumulado del valor razonable reconocido en OCI se recicla a resultados.

Los instrumentos de deuda de EECL a valor razonable a través de OCI incluyen inversiones en instrumentos de deuda cotizados incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI (instrumentos de patrimonio)

Tras el reconocimiento inicial, la Sociedad puede optar por clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital como instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI cuando cumplen con la definición de patrimonio según la NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación y no son mantenidos para negociación. La clasificación se determina instrumento por instrumento.

Las ganancias y pérdidas en estos activos financieros nunca se reciclan para obtener ganancias o pérdidas. Los dividendos se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago, excepto cuando EECL se beneficia de dichos ingresos como una recuperación de parte del costo del activo financiero, en cuyo caso, dichas ganancias se registran en OCI. Los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI no están sujetos a evaluación de deterioro.

La Sociedad eligió clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital no cotizadas en esta categoría.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan en el estado de situación financiera a valor razonable con cambios netos en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados.

Esta categoría incluye instrumentos derivados e inversiones de capital cotizadas que EECL no había elegido irrevocablemente para clasificar a valor razonable a través de OCI. Los dividendos sobre las inversiones de capital cotizadas se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Un derivado incluido en un contrato híbrido, con un pasivo financiero o un anfitrión no financiero, se separa del anfitrión y se contabiliza como un derivado separado si: las características económicas y los riesgos no están estrechamente relacionados con el anfitrión; un instrumento separado con los mismos términos que el derivado incorporado cumpliría con la definición de derivado; y el contrato híbrido no se mide al valor razonable con cambios en resultados. Los derivados implícitos se miden al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en resultados. La reevaluación solo ocurre si hay un cambio en los términos del contrato que modifica significativamente los flujos de efectivo que de otro modo serían necesarios o una reclasificación de un activo financiero fuera del valor razonable a través de la categoría de pérdidas o ganancias.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, cuando corresponda, una parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja principalmente (es decir, se elimina del estado consolidado de situación financiera de EECL) cuando:

- Los derechos para recibir flujos de efectivo del activo han expirado, o
- La Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido la obligación de pagar los flujos de efectivo recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero en virtud de un acuerdo de 'transferencia'; y (a) la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y recompensas del activo, o (b) la Sociedad no transfirió ni retuvo sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando la Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo de un activo o ha celebrado un acuerdo de traspaso, evalúa si, y en qué medida, ha retenido los riesgos y beneficios de la propiedad.

Cuando no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, ni ha transferido el control del activo, la Sociedad continúa reconociendo el activo transferido en la medida de su participación continua. En ese caso, la Sociedad también reconoce un pasivo asociado. El activo transferido y el pasivo asociado se miden sobre una base que refleja los derechos y obligaciones que EECL ha retenido.

La participación continua que toma la forma de una garantía sobre el activo transferido se mide al menor valor en libros original del activo y la cantidad máxima de contraprestación que EECL podría tener que pagar.

Deterioro

La Sociedad reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos a valor razonable con cambios en resultados. Las PCE se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que EECL espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo de la venta de garantías colaterales u otras mejoras crediticias que son parte integral de los términos contractuales.

Las PCE se reconocen en dos etapas.

- Para las exposiciones crediticias para las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se proporcionan PCE para pérdidas crediticias que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses (un PCE de 12 meses).
- Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva de pérdidas para las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento (una PCE de por vida).

Para las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales, la Sociedad aplica un enfoque simplificado en el cálculo de las PCE. Por lo tanto, la Sociedad no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una provisión para pérdidas basada en las PCE de por vida en cada fecha de reporte. La Sociedad ha establecido una matriz de provisiones que se basa en su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, EECL aplica la simplificación de bajo riesgo de crédito. En cada fecha de presentación de informes, EECL evalúa si se considera que el instrumento de deuda tiene un bajo riesgo crediticio utilizando toda la información razonable y respaldable que esté disponible sin un costo o esfuerzo indebido. Al hacer esa evaluación, EECL reevalúa la calificación crediticia interna del instrumento de deuda. Además, EECL considera que ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito cuando los pagos contractuales están atrasados más de 30 días.

La Sociedad considera un activo financiero en incumplimiento cuando los pagos contractuales están vencidos 90 días. Sin embargo, en ciertos casos, EECL también puede considerar que un activo financiero está en incumplimiento cuando la información interna o externa indica que es poco probable que EECL reciba los montos contractuales pendientes en su totalidad antes de tener en cuenta las mejoras crediticias que posee la Sociedad. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

Reconocimiento inicial y medición

Los pasivos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial, como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura efectiva, según corresponda.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros de la Sociedad incluyen cuentas por pagar comerciales y de otro tipo, préstamos y obligaciones, incluidos sobregiros bancarios e instrumentos financieros derivados.

Mediciones subsecuentes

Para fines de medición posterior, los pasivos financieros se clasifican en dos categorías:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones).

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprar en el corto plazo. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no están designados como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura según lo definido por la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que se designen como instrumentos de cobertura efectivos. Las ganancias o pérdidas en los pasivos mantenidos para negociar se reconocen en el estado de resultados. Los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha inicial de reconocimiento, y solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9. El grupo no ha designado cualquier responsabilidad financiera como al valor razonable con cambios en resultados.

3.7.3 Pasivos financieros

Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones)

Esta es la categoría más relevante para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y obligaciones que devengan intereses se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el Método del Interés Efectivo, EIR, las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización EIR.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integral de la EIR. La amortización EIR se incluye como costos financieros en el estado de resultados o pérdida.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación bajo el pasivo se descarga o cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan y el monto neto se informa en el estado consolidado de situación financiera si actualmente existe un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y existe la intención de liquidar sobre una base neta, realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

Instrumentos financieros derivados y contabilidad de cobertura

Reconocimiento inicial y medición posterior

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados, como contratos de divisas a plazo y swap financieros, de tasas de interés y contratos a plazo de materias primas, para cubrir sus riesgos de divisas, riesgos de tasas de interés y riesgos de precios de materias primas, respectivamente. Dichos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivos financieros cuando el valor razonable es negativo.

Para fines de contabilidad de cobertura, las coberturas se clasifican como:

- Coberturas de valor razonable al cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso firme no reconocido.
- Coberturas de flujo de efectivo al cubrir la exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo que es atribuible a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o una transacción pronosticada altamente probable o el riesgo de moneda extranjera en un compromiso de empresa no reconocido.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de una relación de cobertura, el Grupo designa y documenta formalmente la relación de cobertura a la que desea aplicar la contabilidad de cobertura y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.

La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, la partida cubierta, la naturaleza del riesgo que se está cubriendo y cómo el Grupo evaluará si la relación de cobertura cumple con los requisitos de efectividad de la cobertura (incluido el análisis de las fuentes de ineficacia de la cobertura y cómo es el índice de cobertura determinado). Una relación de cobertura califica para la contabilidad de cobertura si cumple con todos los siguientes requisitos de efectividad:

- Existe una "relación económica" entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.
- El efecto del riesgo de crédito no "domina los cambios de valor" que resultan de esa relación económica.
- El rating de cobertura es del mismo que resulta de la cantidad del elemento cubierto que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente usa para cubrir esa cantidad de artículo cubierto.

Las coberturas que cumplen con todos los criterios de calificación para la contabilidad de cobertura se contabilizan, como se describe a continuación:

Coberturas de valor razonable

El cambio en el valor razonable de un instrumento de cobertura se reconoce en el estado de resultados como otro gasto. El cambio en el valor razonable de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se registra como parte del valor en libros de la partida cubierta y también se reconoce en el estado de resultados como otro gasto.

Para las coberturas de valor razonable relacionadas con partidas contabilizadas al costo amortizado, cualquier ajuste al valor contable se amortiza a través de resultados durante el período restante de la cobertura utilizando el método EIR. La amortización de EIR puede comenzar tan pronto como exista un ajuste y, a más tardar, cuando la partida cubierta deje de ajustarse por los cambios en su valor razonable atribuibles al riesgo cubierto.

Si la partida cubierta se da de baja, el valor razonable no amortizado se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando un compromiso en firme no reconocido se designa como una partida cubierta, el cambio acumulativo posterior en el valor razonable del compromiso en firme atribuible al riesgo cubierto se reconoce como un activo o pasivo con una ganancia o pérdida correspondiente reconocida en resultados.

Coberturas de flujo de efectivo

La parte efectiva de la ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura se reconoce en OCI en la reserva de cobertura de flujo de efectivo, mientras que cualquier parte ineficaz se reconoce inmediatamente en el estado de resultados. La reserva de cobertura de flujo de efectivo se ajusta al menor entre la ganancia o pérdida acumulada en el instrumento de cobertura y el cambio acumulativo en el valor razonable de la partida cubierta.

La Sociedad utiliza contratos de divisas a plazo como coberturas de su exposición al riesgo de divisas en las transacciones previstas y compromisos firmes, así como contratos a plazo de productos básicos por su exposición a la volatilidad en los precios de los productos. La porción ineficaz relacionada con los contratos en moneda extranjera se reconoce como otro gasto y la porción ineficaz relacionada con los contratos de productos básicos se reconoce en otros ingresos o gastos operativos.

La Sociedad designa solo el elemento spot de los contratos a plazo como instrumento de cobertura. El elemento a plazo se reconoce en OCI y se acumula en un componente separado del patrimonio bajo el costo de la reserva de cobertura.

Los importes acumulados en OCI se contabilizan, según la naturaleza de la transacción cubierta subyacente. Si la transacción cubierta resulta posteriormente en el reconocimiento de un elemento no financiero, el monto acumulado en el patrimonio se elimina del componente separado del patrimonio y se incluye en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo cubierto. Este no es un ajuste de reclasificación y no se reconocerá en OCI durante el período. Esto también se aplica cuando la transacción de previsión cubierta de un activo no financiero o pasivo no financiero se convierte posteriormente en un compromiso firme para el cual se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable.

Para cualquier otra cobertura de flujo de efectivo, el monto acumulado en OCI se reclasifica a resultados como un ajuste de reclasificación en el mismo período o períodos durante los cuales los flujos de efectivo cubiertos afectan las ganancias o pérdidas.

Si se discontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energía Chile S.A. y sus subsidiarias se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- Alguna subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

3.8 Inventarios

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 28).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponibles. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra que las diferencias temporales pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

EECL analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

EECL reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado.
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los

resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distributable será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, solar e hidroeléctrica que producen dicha energía, la que es vendida a clientes con los que se mantienen contratos de suministros de acuerdo a lo estipulado en la Ley Eléctrica, clasificando a éstos como clientes regulados, clientes libres y mercado spot.

No existe una relación directa entre cada una de las unidades generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de la Sociedad, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

EECL es parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Por lo anterior, y dado que EECL opera sólo en el Sistema Eléctrico Nacional, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia - unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la IFRS 8, se define como el único segmento operativo para EECL, a la totalidad del negocio descrito.

3.18 Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, pero se revelan en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan sólo si su flujo económico de beneficios es probable que se realicen.

NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Descripción del Negocio

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Al 31 de diciembre de 2021, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.329 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.348 kms. de líneas de transmisión, un gasoducto de gas natural, con una capacidad de transporte de 8 millones de m³ al día para su distribución y comercialización en la zona norte de Chile.

4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

El Sistema Eléctrico Nacional se extiende desde Arica a Chiloé.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías que forman parte en la generación en un sistema eléctrico, deben coordinar sus operaciones a través del CEN, con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, estando la decisión de generación de cada empresa supeditada al plan de operación del CEN. Las compañías pueden decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

4.3 Tipos de clientes

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 5.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CEN. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CEN en forma anual, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

4.4 Principales Activos

El parque de la generación de EECL y sus Filiales, que en suma aporta 2.329 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (8%) de la potencia bruta total aportada en el sistema, está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras.

Las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 9 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 6 centrales en Mejillones y 3 centrales en Tocopilla, con una capacidad total de 1.940 MW y otras centrales de menor tamaño que suman 242 MW, que se ubican a lo largo del SEN.

4.5 Energías Renovables

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. inauguró la Planta Fotovoltaica, El Aguila I con una potencia instalada de 2 MWp.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MWp.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió las filiales "Solar Los Loros SpA" con una potencia instalada de 46 MWp y "Solairedirect Generación Andacollo SpA" con una potencia instalada de 1,3MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial "Eólica Monte Redondo SpA" con una potencia instalada de 82,4 MW.

Con fecha 29 de octubre de 2021 entró en operación comercial el Parque Eólico Calama con una capacidad instalada de 152,6 MW.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

Con fecha 31 de marzo de 2020, EECL y su filial Inversiones Hornitos SpA. suscribieron con su cliente Minera Centinela, los actos y contratos que se indican a continuación:

1. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA. y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela y filial de Antofagasta Minerals S.A., de fecha 7 de septiembre de 2009 y por una potencia de 150 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
2. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA. y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012 y por una potencia de 36 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
3. La celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo enero a 2022 a diciembre 2033, con un precio

reajustable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033; y

4. La modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos SpA., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos SpA. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos SpA. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos SpA. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial.

En virtud de los acuerdos firmados en marzo de 2020, ambos accionistas comprometieron un aporte de capital en Inversiones Hornitos por un monto total máximo de US\$60 millones a ser destinado al pago de la deuda de Inversiones Hornitos con EECL. Este aumento de capital debía quedar íntegramente pagado el 31 de diciembre de 2021, pudiendo EECL concretar su proporción mediante la capitalización de deuda por un monto de US\$36 millones, mientras que Minera Centinela enteraría su proporción del incremento de capital con un aporte en dinero efectivo por US\$24 millones. Con fecha 22 de diciembre de 2021, ambos aportes fueron efectuados y aplicados a la reducción de la deuda de Inversiones Hornitos con EECL, quedando ésta en un nuevo saldo de US\$46,1 millones al 31 de diciembre de 2021.

Con fecha 3 de abril de 2020 la Sociedad adquirió la filial PV Coya SpA a Holding Intihuaira SpA.

Con fecha 1 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial Eólica Monte Redondo SpA a Engie Austral S.A. la cual cuenta con dos activos de generación: Parque Eólico Monte Redondo y Central Hidroeléctrica Laja.

“Solairedirect Transmisión SpA”, “SD Minera SpA”, “Solairedirect Generación XI SpA”, y “Solairedirect Generación XV SpA” fueron fusionadas en Engie Energía Chile S.A. con fecha 1 de diciembre de 2020.

La filial PV Coya SpA fue fusionada en Engie Energía Chile S.A. con fecha 1 de septiembre de 2021.

(Ver detalle en Anexo 1 a)

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Efectivo en Caja	34	47
Saldos en Bancos	65.979	40.993
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	149.676	194.210
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	215.689	235.250

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo y no tienen restricciones de ningún tipo.

El detalle por cada concepto de efectivo y efectivo equivalente es el siguiente:

6.1 Disponible

El disponible está conformado por los dineros en efectivo mantenidos en Caja y Cuentas corrientes bancarias y su valor libro es igual a su valor razonable.

6.2 Depósitos a Plazo

Los Depósitos a plazo incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2021 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31-12-2020 kUSD
Banco BBVA	USD	0,09%	06-01-22	250	0,11%	04-01-21	250
Banco BCI	USD	0,30%	05-01-22	5.001	0,04%	05-01-21	19.500
Banco BCI	USD	0,18%	10-01-22	4.500	0,02%	06-01-21	1.500
Banco BCI	USD	0,27%	12-01-22	6.900	0,30%	06-01-21	1.300
Banco BCI	USD	0,30%	13-01-22	3.001	0,11%	13-01-21	5.900
Banco BCI	USD	0,28%	19-01-22	4.800	-	-	0
Banco Chile	USD	0,01%	-	0	0,10%	04-01-21	7.000
Banco Chile	USD		-	0	0,10%	06-01-21	21.800
Banco Chile	USD		-	0	0,55%	19-01-21	5.502
Banco Consorcio	USD	0,45%	03-01-22	5.002	0,65%	04-01-21	5.006
Banco Consorcio	USD	0,50%	03-01-22	18.013	0,37%	08-01-21	5.808
Banco Consorcio	USD		-	0	0,50%	20-01-21	5.002
Banco Consorcio	USD		-	0	0,70%	26-01-21	9.014
Banco Estado	USD	0,01%	06-01-22	8.000	0,05%	06-01-21	22.000
Banco Estado	USD		-	0	0,05%	12-01-21	4.000
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,30%	03-01-22	10.001	0,50%	04-01-21	3.001
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,40%	03-01-22	13.006	0,37%	07-01-21	8.003
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,20%	05-01-22	2.400	0,82%	11-01-21	20.008
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,30%	12-01-22	5.000	0,65%	15-01-21	4.502
Banco Santander	USD	0,34%	03-01-22	17.501	0,48%	06-01-21	1.401
Banco Santander	USD	0,30%	12-01-22	8.000	0,65%	11-01-21	14.706
Banco Santander	USD	0,30%	13-01-22	3.501	0,40%	14-01-21	10.004
Banco Santander	USD	0,30%	19-01-22	4.000	0,70%	25-01-21	8.003
Banco Scotiabank	USD	0,30%	04-01-22	17.000	0,05%	04-01-21	7.000
Banco Scotiabank	USD	0,20%	05-01-22	13.800	0,02%	05-01-21	4.000
Total Consolidado				149.676			194.210

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2021 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2021 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
		kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	844.782	0	(32.750)	(32.750)	0	0	0	0	0	35.741	847.773
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	50.496	175.000	(51.579)	123.421	0	0	0	0	0	687	174.604
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	9.732	115.996	(117.663)	(1.667)	0	0	0	0	0	0	8.065
Total	905.010	290.996	(201.992)	89.004	0	0	0	0	0	36.428	1.030.442

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2020 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2020 (1)
		Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
		kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	754.623	500.000	(419.125)	80.875	0	0	0	0	0	9.284	844.782
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	80.663	50.000	(80.819)	(30.819)	0	0	0	0	0	652	50.496
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	12.635	83.107	(86.010)	(2.903)	0	0	0	0	0	0	9.732
Total	847.921	633.107	(585.954)	47.153	0	0	0	0	0	9.936	905.010

NOTA 7 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Fondos Mutuos	0	54
Total Otros Activos Financieros	0	54

7.1 Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija

Las cuotas de Fondos Mutuos se encuentran registradas a su valor razonable y su detalle es el siguiente:

Detalle de Instrumentos	Moneda	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Banco Santander Río	USD	0	54
Total Fondos Mutuos		0	54

NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES

Los valores registrados por la Sociedad en este rubro corresponden a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado.

Detalle de Instrumentos	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	10.958	6.923
IVA Crédito Fiscal (2)	33.633	6.988
Anticipos a Proveedores	1.718	958
Otros	573	25
Total	46.882	14.894

(1) Corresponde a pólizas para EECL y afiliadas, por daños materiales e interrupción del negocio, responsabilidad civil y otros riesgos.

(2) Corresponde a Remanente de IVA Crédito Fiscal acumulado por las compras relacionadas a la Construcción de Proyectos Renovables de acuerdo con el plan de inversión definido por la compañía

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos incluidos en este rubro en general no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

De acuerdo a IFRS 7 párrafo 36, la Sociedad no tiene garantías tomadas sobre los créditos comerciales otorgados a sus clientes.

El vencimiento promedio de las obligaciones de clientes es de 15 días corridos, desde el momento de su facturación. No existe ningún cliente individual, que mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas por cobrar totales de la Sociedad.

Para un mayor análisis del riesgo de los deudores incobrables, ver Nota 23 “Gestión de Riesgos”.

La Sociedad constituye una provisión de incobrables al cierre de cada trimestre, considerando aspectos como la antigüedad de sus cuentas a cobrar y el análisis caso a caso de las mismas.

La Sociedad posee cartera repactada con un cliente, y no posee cartera protestada o en cobranza judicial.

Los valores incluidos en este ítem corresponden a los siguientes tipos de documentos:

9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	156.351	98.541
Deudores Varios Corrientes	175	233
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	8.486	8.468
Total	165.012	107.242

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	85.581	139.868
Otros Deudores Varios	20	20
Total	85.601	139.888

(*) Corresponde a cuentas por cobrar originadas por la implementación de la Ley 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado. Durante 2021, la Sociedad vendió cuentas por cobrar por dicho concepto a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de kUSD 167.298, en línea con los acuerdos firmados con Goldman Sachs y BID Invest, informados en hechos esenciales de fecha 20 y 27 de enero de 2021. Este valor incluye los saldos informados en los decretos de precio de nudo promedio enero 2020, julio 2020 y enero 2021. El monto de cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2021 de kUSD 85.521 incluye los saldos informados en los informes técnicos de los decretos de precio de nudo promedio julio-2021 y enero-2022 que aún se encuentran en tramitación a la espera de ser aprobados. La Sociedad espera vender estos saldos de cuentas por cobrar a Chile Electricity PEC SpA luego de la publicación de dichos decretos en el Diario Oficial.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2021, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Morosidad										Total Corriente kUSD	Total No Corriente kUSD
	Cartera al Día kUSD	1-30 días kUSD	31-60 días kUSD	61-90 días kUSD	91-120 días kUSD	121-150 días kUSD	151-180 días kUSD	181-210 días kUSD	211-250 días kUSD	Mas 250 días kUSD		
Deudores	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	147.235	8.358	775	251	303	25	13	10	0	4.761	161.731	90.085
Estimación incobrables	(268)	0	0	0	(303)	(25)	(13)	(10)	0	(4.761)	(5.380)	(4.504)
Deudores varios corrientes	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	8.486	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.486	0
Total	155.628	8.358	775	251	0	0	0	0	0	0	165.012	85.601

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2020, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Morosidad										Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
Deudores	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	90.014	5.169	2.180	447	359	326	204	243	275	4.726	103.943	141.936
Estimación incobrables	(371)	(21)	(4)	(5)	(319)	(326)	(204)	(243)	(275)	(3.634)	(5.402)	(2.068)
Deudores varios corrientes	233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	8.468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.468	0
Total	98.344	5.148	2.176	442	40	0	0	0	0	1.092	107.242	139.888

Lo vencido y no provisionado corresponde a clientes que no tienen problemas de liquidez o solvencia; sin embargo, han objetado algún cobro de algunas facturas y a la fecha de los estados financieros nos encontrábamos negociando una solución.

La cartera repactada se define como cartera en incumplimiento o cartera con incremento de riesgo significativa, no pudiendo acceder a clasificaciones de riesgo menores hasta cancelar la totalidad de la repactación. Con esto se asegura que no haya un impacto de disminución de las provisiones producto de una repactación.

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2021	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.142	155.896	1.142	155.896
Entre 1 y 30 días	-	0	339	8.358	339	8.358
Entre 31 y 60 días	-	0	53	775	53	775
Entre 61 y 90 días	-	0	22	251	22	251
Entre 91 y 120 días	-	0	19	303	19	303
Entre 121 y 150 días	-	0	7	25	7	25
Entre 151 y 180 días	-	0	11	13	11	13
Entre 181 y 210 días	-	0	2	10	2	10
Entre 211 y 250 días	-	0	2	0	2	0
Superior a 251 días	1	2.288	353	2.473	354	4.761
Total		2.288		168.104		170.392

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2020	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.043	98.715	1043	98.715
Entre 1 y 30 días	-	0	357	5.169	357	5.169
Entre 31 y 60 días	-	0	140	2.180	140	2.180
Entre 61 y 90 días	-	0	33	447	33	447
Entre 91 y 120 días	-	0	54	359	54	359
Entre 121 y 150 días	-	0	22	326	22	326
Entre 151 y 180 días	-	0	26	204	26	204
Entre 181 y 210 días	-	0	10	243	10	243
Entre 211 y 250 días	-	0	9	275	9	275
Superior a 251 días	1	2.288	422	2.438	423	4.726
Total		2.288		110.356		112.644

Provisiones y Castigos	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Saldo Inicial	7.470	4.103
Provisión cartera no repactada	4.458	5.114
Recuperos del periodo	(1.569)	(2.038)
Otros	(475)	291
Saldo final	9.884	7.470

NOTA 10 - CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2020, se procedió a la designación del total de los miembros del directorio, los que durarán dos años en el ejercicio del cargo. La Sociedad ha identificado como personal clave al Gerente General y sus Gerentes Corporativos.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó para el ejercicio 2021 y hasta la fecha en que se celebre la Junta Ordinaria, una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de Director en la Sociedad, excepto lo dispuesto en el párrafo siguiente.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que se ha elegido un comité de directores. Este comité es integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual a todo evento, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 U.F. anuales. Durante el periodo 2021 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	102	93
Mauro Valdes, Director	102	93
Claudio Iglesias, Director	102	93
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	306	279

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el periodo 2021, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de kUSD 138 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Remuneraciones	2.158	2.993
Beneficios de corto plazo	398	328
Total	2.556	3.321

Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la Sociedad en el ejercicio. Además incluye indemnizaciones por años de servicios.

10.2 Personal Clave de la Gerencia

Gerentes y Ejecutivos Principales

Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Fernando Valdés	Gerente Corporativo Jurídico
Eduardo Milligan	Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos
Andrea Cabrera *	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Gabriel Marcuz	Gerente Corporativo de Operaciones
Luis Meersohn	Gerente Corporativo Comercial
Pablo Villarino	Gerente Corporativo de Relaciones Institucionales
Carlos Regolf	Gerente Corporativo Implementación de Proyectos

* El 31 de diciembre de 2021 la Gerente Corporativo de Recursos Humanos dejó de pertenecer a la Sociedad.

10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente

Las operaciones por cobrar, pagar y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y N° 49 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. La Sociedad no registra provisión por cuentas por cobrar de dudoso cobro, ya que dichas obligaciones son pagadas dentro de los plazos establecidos, los que varían entre 7 y 30 días.

Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas son las siguientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	5.931	123
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	0	6
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	2	2
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	0	41
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	33	12
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	18	414
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	2	1
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	0	2
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	7	30
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	13	2
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	66	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	9	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	12	0
0-E	Sustainability Solutions Latam SpA	Chile	Matriz Común	USD	17	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	0	5
76.242.762-1	IMA SpA	Chile	Matriz Común	USD	5	101
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	314	73
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					6.429	812

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	14.161	21.726
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					14.161	21.726

(1) Préstamo otorgado a Transmisora Eléctrica del Norte S.A., que devenga interés a tasa anual Libor 180 días + 2,7%, con plazo de vencimiento al 17 de julio de 2024.

10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
96.543.670-7	CAM Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	2	3
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	2	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	0	31
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	0	9
0-E	Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	0	11
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	31	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	28	349
0-E	Engie GBS Latam SA de CV	México	Matriz Común	USD	30	49
0-E	Engie Information et Technology	Francia	Matriz Común	EUR	106	60
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	0	13
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	EUR	7	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	51	51
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	0	510
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	569	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	433	98
76.143.206-0	Los Andes Rent a Car Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	0	2
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	3.823	5.273
0-E	Solairedirect Global Operations SA	Suiza	Matriz Común	USD	0	181
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA	Chile	Matriz Común	UF	10	0
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	UF	0	221
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	0	120
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	0	11
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1.445	1.329
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	0	21
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.528	1.390
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					8.065	9.732

(1) corresponde a la porción corto plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	53.420	54.948
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					53.420	54.948

(1) corresponde a la porción largo plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas

Entidad						31/12/2021		31/12/2020	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.543.670-7	CAM Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	23	(23)	20	(20)
96.543.670-7	CAM Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	5	5	0	0
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	21	(21)	24	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Prestados	1	1	2	2
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Recibidos	221	(221)	308	(308)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	Compra de Gas	0	0	7.147	(7.147)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios	8	(8)	0	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendo	55.528	0	35.142	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	246	246	432	432
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	EUR	Servicios Recibidos	0	0	21	(21)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Recuperación de Gastos	0	0	773	773
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	Recuperación de Gastos	85	85	33	33
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Compra de acciones	0	0	55.031	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Recibidos	23	(23)	8	(8)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	425	425	124	124
0-E	Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	33	(33)	11	(11)
0-E	Engie EBL SA - EMS	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	31	(31)	0	0
0-E	Engie Energy Mkt. Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Indemnización	0	0	2.000	2.000
0-E	Engie Energy Mkt. Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	39.850	0	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	36	36	26	26
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	140	140	85	85
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	149	(149)	152	(152)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	29.470	29.470	27.101	27.101
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	1.122	1.122	938	938
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	6	6	1	1
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	460	(460)	717	(717)
0-E	Engie Hydrogen International SAS	Francia	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	0	0	99	99
0-E	Engie Information et Technologies	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	95	(86)	205	(205)

Entidad						31/12/2021		31/12/2020	
						Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción				
76.143.206-0	Engie Movilidad SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	11	(11)	16	(16)
76.143.206-0	Engie Movilidad SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	15	(15)	0	0
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	319	319	73	73
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	365	(365)	58	(58)
0-E	Engie Services Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	23	(23)	0	0
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	182	0	205	0
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	7	(7)	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	10	10	6	6
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	63	63	28	28
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	118	118	29	29
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Prestados	0	0	560	560
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía y Potencia	0	0	40	40
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Compra de Energía y Potencia	0	0	26	(26)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	0	0	8	(6)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	214	(214)	256	(256)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	34	(34)	9	(9)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	0	0	39	(39)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	0	0	12	12
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	9.334	(9.151)	8.353	(8.121)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	11	11	0	0
76.242.762-1	IMA SpA.	Chile	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	319	319	352	352
76.242.762-1	IMA SpA.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	64	64	21	21
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1108	(762)	535	(346)
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	98	0	0	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	4	0	0	0
76.143.206-0	Los Andes Rent a Car Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	11	(11)	16	(16)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	1.069	1.069	595	595
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	45.061	(45.061)	47.589	(47.589)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	35	35	5	5
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	98	98	54	54
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	632	632	659	659
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	279	279	70	70

(*) Las transacciones con Eólica Monte Redondo SpA. corresponden a aquellas comprendidas entre el 01.01.2020 y 30.06.2020, ya que a partir del 01.07.2020 esta sociedad forma parte de la Consolidación de Engie Energía Chile S.A.

Entidad						31/12/2021		31/12/2020	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	Solairdirect Global Operations SA	Suiza	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	0	0	181	0
0-E	SSINERGIE blu.e	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	26	(26)	34	(34)
77.209.127-3	Sustainability Solutions LATAM SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	125	125	0	0
77.209.127-3	Sustainability Solutions LATAM SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	3	3	0	0
77.209.127-3	Sustainability Solutions LATAM SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	56	56	0	0
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	72	0	0	0
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	222	(19)	46	0
96.902.900-6	Térmika Ingeniería y Montaje SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	0	0	2	0
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	0	0	10	(10)
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	41	(41)	374	(374)
0-E	Tractebel Engineering S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	68	(68)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	2.883	(2.883)	40	(20)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	324	(10)	397	(375)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	0	0	231	(121)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	0	0	4	4
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	434	434	865	865
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Pago de Préstamo	8.000	0	7.500	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios Prestados	676	676	640	640
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Recuperación de gastos	0	0	2	2
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	251	251	229	229
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos	42	42	19	19
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos Pagados	0	0	47	(47)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	10	10	11	11
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Reembolso de gastos	0	0	14	(14)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	7.515	(7.515)	7.675	(7.675)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	148	148	109	109
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.389	0	1.263	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.024	(6.024)	6.064	(6.064)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Compra Materiales	8	0	76	0

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 41.2).

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES

La composición del inventario de la Sociedad al cierre, es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Materiales y Suministro Operación	102.833	104.359
Provisión Obsolescencia	(27.612)	(26.265)
Provisión Deterioro Repuestos	(40.070)	(42.295)
Carbón	104.802	28.128
Petróleo Bunker N° 6	511	511
Petróleo Diesel	2.833	2.049
Cal Hidratada	2.386	5.710
Caliza - Biomasa - Arena Silice	6.990	1.707
GNL	5.493	2.623
Lubricantes	153	153
Total	158.319	76.680

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los periodos 2021 y 2020, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Combustibles para la operación	377.835	233.345
Otros insumos de la operación	20.540	11.144
Materiales y repuestos (1)	1.414	8.045
Total	399.789	252.534

(1) Durante el periodo 2021 se reversaron provisiones.

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Saldo Inicial	26.265	24.327
Aumento (disminución) provisión	1.347	1.938
Saldo Final	27.612	26.265

(1) Ver criterios de provisión en Nota 3.5 (Deterioro de Activos)

NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES

Información general

El saldo de impuesto a la renta por recuperar y por pagar presentado en el activo y pasivo circulante respectivamente está constituido de la siguiente manera:

a) Activos por Impuestos Corrientes

Impuestos por Recuperar	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
PPM	18.637	20.588
Crédito Fuente Extranjera	0	459
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	4.958	8.661
Crédito Sence	306	0
Otros Impuestos por Recuperar	0	226
Total Impuestos por Recuperar	23.901	29.934

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Gasto Tributario Corriente	3.650	10.109
Impuesto Único Artículo 21	22	52
Total Impuestos por Pagar	3.672	10.161

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	13.603	3.109
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Los Trigales" (1)	7.959	4.493
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	1.546	1.225
Proyecto "Fotovoltaica Coya" (2)	0	4.582
Otros	479	497
Total	25.748	16.067

(1) La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Estos son:

Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento: Proyectos Fotovoltaicos y Eólicos en etapa temprana de desarrollo, ubicados a lo largo de todo Chile, entre las regiones de Arica y Parinacota y Los Lagos.

Parque Eólico Los Trigales: Consiste en un proyecto eólico ubicado en la región de La Araucanía.

Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de transmisión y otras renovables.

(2) *Fotovoltaica Coya:* Central Fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta, proyecto actualmente en construcción clasificado en Propiedades Planta y Equipos.

NOTA 14 - INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2020	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2021	Total al 31/12/2021
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	81.608	(1.934)	0	29.232	108.906
Total				81.608	(1.934)	0	29.232	108.906

Resultado Devengado

	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(1.934)	4.368

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	61.496	750.345	811.841	37.186	672.250	709.436	102.405	48.556	22.257	(1.479)

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2019	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2020	Total al 31/12/2020
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	89.697	4.368	0	(12.457)	81.608
Total				89.697	4.368	0	(12.457)	81.608

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	86.008	738.578	824.586	39.890	739.275	779.165	45.421	74.151	26.873	11.124

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Activos Intangibles Neto	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	184.080	199.949
Servidumbres, neto	4.452	4.876
Total Neto	188.532	204.825

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados al proyecto de nuestras filiales Central Termoelectrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales comenzaron a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 y 15 años respectivamente. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	13.847	13.847
Total Bruto	375.981	375.981

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(178.054)	(162.185)
Amortización, Servidumbres	(9.395)	(8.971)
Total Amortización	(187.449)	(171.156)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el periodo 2021 y ejercicio 2020.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01/01/2021	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31/12/2021	Amortización Acumulada al 31/12/2020	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31/12/2021	Amortización Acumulada al 31/12/2021	Saldo Neto al 31/12/2021
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(162.185)	(15.869)	0	(178.054)	184.080
Servidumbres	13.847	0	13.847	(8.971)	(424)	0	(9.395)	4.452
TOTALES	375.981	0	375.981	(171.156)	(16.293)	0	(187.449)	188.532

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el periodo 2021 y ejercicio 2020.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01/01/2020	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31/12/2020	Amortización Acumulada al 31/12/2019	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31/12/2020	Amortización Acumulada al 31/12/2020	Saldo Neto al 31/12/2020
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(145.402)	(16.783)	0	(162.185)	199.949
Servidumbres	13.063	784	13.847	(8.551)	(420)	0	(8.971)	4.876
TOTALES	375.197	784	375.981	(153.953)	(17.203)	0	(171.156)	204.825

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 32).

En diciembre de 2009, producto de la adquisición de las sociedades indicadas en la Nota 16, la Sociedad reconoció, de acuerdo a NIIF 3 “Combinación de Negocio”, activos intangibles asociados a contratos con clientes de las sociedades Central Termoeléctrica Andina SpA. (CTA) e Inversiones Hornitos SpA. (CTH).

Estos se valorizaron mediante la metodología del MEEM (“Multi Excess Earning Method”) que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo.

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d)).

NOTA 16 - PLUSVALIA

La siguiente tabla resume las clases principales de contraprestación transferidas, y los montos reconocidos de activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición.

Plusvalía	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Valor justo de adquisición	1.221.197	1.221.197
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Activo neto	902.929	902.929
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	37.466	37.466
Activos Intangibles	315.750	315.750
Pasivos por impuestos diferidos	(60.047)	(60.047)
Subtotal	1.196.098	1.196.098
Plusvalía (Goodwill)	25.099	25.099

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

Con fecha 29 de diciembre de 2009, compañías del Grupo ENGIE LATAM (Ex Engie Chile S.A., Suez Energy Andino - SEA) y Codelco, firmaron un acuerdo para fusionar la Compañía (entidad continuadora), con Inversiones Tocopilla 1. Inversiones Tocopilla 1 fue un vehículo creado para efectos de la fusión, que consideró las inversiones que SEA y Codelco tenían en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Como consecuencia de la fusión, la Compañía es controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. y además es propietaria y operadora de los activos de Electroandina S.A. e Inversiones Hornitos S.A.

El valor justo de la adquisición fue determinado mediante la valorización del 100% de los activos entregados en la transacción y los pagos realizados, a la fecha de la transacción. Se utilizó el enfoque de Mercado, que consiste en la actualización de los flujos de caja futuros, actualizados a la tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 7% a 8% anual.

El valor justo de los activos fijos se determinó como los valores de reposición ajustados por su vida útil funcional o de mercado. La tasación de los activos fijos fue desarrollada por especialistas externos.

Los activos intangibles, principalmente contratos con clientes, se valorizaron mediante la metodología del MEEM ("Multi Excess Earning Method") que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 8% a 9% anual.

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el periodo 2021 son los siguientes:

Movimientos Año 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	271.900	38.284	281.111	3.824.548	41.183	445.426	12.122	289.924	5.204.498
Depreciación Acumulada	0	0	(104.464)	(1.688.596)	(34.732)	(270.719)	(9.711)	(175.181)	(2.283.403)
Deterioro	0	0	(2.673)	(222.190)	(530)	(14.927)	0	(11.878)	(252.198)
Saldo Inicial al 01-01-2021	271.900	38.284	173.974	1.913.762	5.921	159.780	2.411	102.865	2.668.897
Adiciones	254.198	0	0	0	7	0	0	(569)	253.636
Bajas	0	0	(1.361)	(9.414)	0	(163)	0	(329)	(11.267)
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos por Depreciación	0	0	(7.865)	(127.100)	(2.672)	(11.291)	(620)	(15.575)	(165.123)
Cierre Obras en Curso	(233.625)	978	1.664	179.022	2.766	43.371	29	5.795	0
Cambios, Total	20.573	978	(7.562)	42.508	101	31.917	(591)	(10.678)	77.246
Saldo Final 31-12-2021	292.473	39.262	166.412	1.956.270	6.022	191.697	1.820	92.187	2.746.143

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el periodo 2020 son los siguientes:

Movimientos Año 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	101.005	37.968	282.523	3.656.657	38.162	442.361	11.901	258.197	4.828.774
Depreciación Acumulada	0	0	(98.153)	(1.498.748)	(31.156)	(260.309)	(9.012)	(160.526)	(2.057.904)
Deterioro	0	0	(2.673)	(203.753)	(530)	(14.927)	0	(11.878)	(233.761)
Saldo Inicial al 01-01-2020	101.005	37.968	181.697	1.954.156	6.476	167.125	2.889	85.793	2.537.109
Adiciones	213.180	0	0	39.341	5	0	0	(418)	252.108
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios PPE	48	316	0	55.801	228	0	0	168	56.561
Bajas	0	0	0	(158)	0	0	(3)	0	(161)
Deterioro (*)	0	0	0	(18.437)	0	0	0	0	(18.437)
Gastos por Depreciación	0	0	(8.081)	(121.816)	(2.719)	(10.409)	(674)	(14.584)	(158.283)
Cierre Obras en Curso	(42.333)	0	358	4.875	1.931	3.064	199	31.906	0
Cambios, Total	170.895	316	(7.723)	(40.394)	(555)	(7.345)	(478)	17.072	131.788
Saldo Final 31-12-2020	271.900	38.284	173.974	1.913.762	5.921	159.780	2.411	102.865	2.668.897

(*) Provisiones de desmantelamiento de unidades de generación han sido actualizadas y los montos asociados a las unidades de generación a carbón que ya cuentan con registros de deterioros en periodos anteriores, se han actualizado y registrado como un mayor deterioro.

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	237.981	200.294
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	15.022	24.443
Construcción en Curso Otros	39.470	47.163
Terrenos	39.262	38.284
Edificios	166.412	173.974
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	54.185	69.597
Centrales Termoeléctricas	1.462.587	1.542.806
Centrales Diesel	964	1.111
Centrales Hidroeléctricas	21.959	22.402
Centrales Fotovoltaicas	34.282	35.930
Parque Eólico	195.806	36.962
Gasoductos	102.380	115.612
Puertos	84.107	89.342
Equipamiento de Tecnología de la Información	6.022	5.921
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	190.542	157.561
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	1.155	2.219
Vehículos de Motor	1.820	2.411
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	11.445	11.762
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	43.213	44.525
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.608	3.704
Otras Propiedades, Planta y Equipo	33.921	42.874
Total Propiedades, Planta y Equipos	2.746.143	2.668.897

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	237.981	200.294
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	15.022	24.443
Construcción en Curso Otros	39.470	47.163
Terrenos	39.262	38.284
Edificios	279.524	281.111
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	318.386	318.345
Centrales Termoeléctricas	2.700.533	2.700.138
Centrales Diesel	42.191	42.191
Centrales Hidroeléctricas	41.513	40.993
Centrales Fotovoltaicas	50.126	49.968
Parque Eólico	257.274	94.551
Gasoductos	428.325	428.325
Puertos	150.037	150.037
Equipamiento de Tecnología de la Información	43.571	41.183
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Líneas de Transmisión y Subestaciones	426.938	384.001
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	61.607	61.425
Vehículos de Motor	12.016	12.122
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.716	12.716
Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	52.386	52.386
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.990	3.990
Otras Propiedades, Planta y Equipo	225.218	220.832
Total Propiedades, Planta y Equipos	5.438.086	5.204.498

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(110.439)	(104.464)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(264.201)	(248.748)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.016.109)	(935.495)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(40.874)	(40.727)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(19.554)	(18.591)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(15.844)	(14.038)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(61.468)	(57.589)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(325.945)	(312.713)
Depreciación Acumulada Puertos	(65.930)	(60.695)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(37.019)	(34.732)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(221.469)	(211.513)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(60.452)	(59.206)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(10.196)	(9.711)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(1.271)	(954)
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(9.173)	(7.861)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(382)	(286)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(179.419)	(166.080)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.439.745)	(2.283.403)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Deterioro de Valor, Edificios	(2.673)	(2.673)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada Centrales Diesel	(353)	(353)
Depreciación Acumulada Centrales Termoeléctricas	(221.837)	(221.837)
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(530)	(530)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(14.927)	(14.927)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(11.878)	(11.878)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(252.198)	(252.198)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(2.691.943)	(2.535.601)

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de propiedades, plantas y equipos.

Las Propiedades Plantas y Equipos se encuentran valoradas a su costo amortizado que no difiere significativamente de su valor razonable.

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

17.1 Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	Tasa de interés	31-12-2021	31-12-2020
Proyectos Renovables	3,490%	9.610	4.439
Proyectos Subestaciones	3,700%	470	0
Total		10.080	4.439

La tasa utilizada es la ponderada de los créditos que mantiene la Sociedad y fue actualizada al 27 de agosto 2021 para los proyectos renovables por el nuevo préstamo con BID Invest (Ver Nota 20.1).

17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2021		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.495	1.528
Entre 1 año y cinco años	28.093	20.290	7.803
Más de cinco años	77.256	31.639	45.617
Total	112.372	57.424	54.948

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2020		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.633	1.390
Entre 1 año y cinco años	28.093	20.999	7.094
Más de cinco años	84.279	36.425	47.854
Total	119.395	63.057	56.338

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2021 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 168.175, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero. EECL mantiene actualmente en sus registros arrendamientos financieros por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 31 de diciembre de 2021 y 2020 son los siguientes:

Movimientos Año 2021	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	81.460	1.153	82.613
Amortización Acumulada	(5.007)	(1.149)	(6.156)
Saldo Inicial al 01-01-2021	76.453	4	76.457
Contratos nuevos	95.227	2.763	97.990
Contratos terminados	0	(1.153)	(1.153)
Gasto por Amortización	(2.344)	(695)	(3.039)
Amortización (*)	(3.233)	0	(3.233)
Amortización contratos terminados	0	1.153	1.153
Cambios, Total	89.650	2.068	91.718
Saldo Final 31-12-2021	166.103	2.072	168.175

Movimientos Año 2020	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	25.809	1.153	26.962
Amortización Acumulada	(1.982)	(698)	(2.680)
Saldo Inicial al 01-01-2020	23.827	455	24.282
Contratos nuevos	55.971	0	55.971
Contratos terminados	(320)	0	(320)
Gasto por Amortización	(2.060)	(451)	(2.511)
Amortización (*)	(1.285)	0	(1.285)
Amortización contratos terminados	320	0	320
Cambios, Total	52.626	(451)	52.175
Saldo Final 31-12-2020	76.453	4	76.457

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2021			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	10.778	4.473	6.305	0
Entre 1 año y 3 años	25.456	12.712	0	12.744
Entre 3 años y 5 años	16.171	7.867	0	8.304
Más de 5 años	181.942	62.039	0	119.903
Total	234.347	87.091	6.305	140.951

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2020			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	6.993	2.666	4.327	0
Entre 1 año y 3 años	16.484	7.434	0	9.050
Entre 3 años y 5 años	10.937	4.487	0	6.450
Más de 5 años	92.730	29.889	0	62.841
Total	127.144	44.476	4.327	78.341

NOTA 19 - IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Nuestra filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. considera lo siguiente:

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, modificada por la Ley 27.468 y por la Ley 27.541, establece respecto del ajuste por inflación impositivo, con vigencia para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, lo siguiente:

(a) que dicho ajuste resultará aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC que supere el 100% en los treinta y seis meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida;

(b) que, respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación de ese índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere un 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente; y

(c) que el ajuste por inflación impositivo positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que se deba calcular en caso de verificarse los supuestos previstos en los acápites (a) y (b) precedentes, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

La Sociedad determina el efecto del impuesto a las ganancias siguiendo el método de impuesto a las ganancias diferido, el cual consiste en el reconocimiento, como crédito o deuda, del efecto impositivo de las diferencias temporarias entre la valuación contable y la impositiva de los activos y pasivos, determinado a la tasa del 30% o 25%, y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas, considerando, asimismo, la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro.

Las diferencias temporarias determinan saldos activos o pasivos de impuesto a las ganancias diferido cuando su reversión futura disminuya o aumente los impuestos determinados. Cuando existen quebrantos impositivos acumulados susceptibles de disminuir ganancias impositivas futuras o el impuesto a las ganancias diferido resultante de las diferencias temporarias sea un activo, se reconocen contablemente dichos créditos, en la medida en que la Dirección de la Sociedad estime que su aprovechamiento sea probable.

Cabe mencionar que la Reforma Tributaria sancionada el 27 de diciembre de 2017 y modificada por la Ley 27.541, introduce una reducción de la alícuota impositiva del impuesto a las ganancias, que se implementará de forma gradual, según el siguiente esquema:

Período fiscal iniciado	Alicuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2020	25%	30%
1° de enero de 2021	25%	35%

El efecto de la modificación gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias mencionada anteriormente fue considerado en la medición de los activos y pasivos por impuesto diferido que se originan en diferencias temporarias que se estima habrán de reversarse en los períodos en los que estén vigentes las nuevas alícuotas.

19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	12.617	13.944
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	82.703	103.134
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	4.356	4.580
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	128.391	24.187
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	527	568
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	4.031	7.016
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	3.086	1.357
Activos por Impuestos Diferidos	235.711	154.786

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de ésta cubren lo necesario para recuperar estos activos.

19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	213.830	138.558
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	56.142	61.515
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	48.287	38.245
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	87.398	78.197
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	8.706	10.983
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	18.303	7.269
Pasivos por Impuestos Diferidos	433.820	335.921

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	20.265	21.547
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	218.374	202.682
Neto	198.109	181.135

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2016-2021
Argentina	2017-2021

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	2021		2020	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	18.588	27,00	54.247	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.456)	(2,14)	(1.179)	(0,94)
Otras Diferencias permanentes	(3.709)	(5,16)	(12.877)	(6,33)
Total Diferencias Permanentes	(5.165)	(7,30)	(14.056)	(7,27)
Gasto por Impuesto a la Renta	13.423	19,70	40.191	19,73

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	2021		2020	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	21.017	27,00	57.563	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.456)	(1,87)	(1.179)	(0,54)
Otras Diferencias Permanentes	(4.635)	(5,95)	(13.840)	(6,50)
Total Diferencias Permanentes	(6.091)	(7,82)	(15.019)	(7,04)
Gasto por Impuesto a la Renta	14.926	19,18	42.544	19,96

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	2021		2020	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 35%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(2.429)	25,00	(3.316)	35,00
Otras Diferencias Permanentes	926	(9,53)	963	(10,17)
Total Diferencias Permanentes	926	(9,53)	963	(10,17)
Gasto por Impuesto a la Renta	(1.503)	15,47	(2.353)	24,83

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del cargo a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	2021 kUSD	2020 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	13.765	32.345
Impuesto Único Artículo 21	22	52
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(15.646)	667
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	121.177	20.177
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	(104.204)	(11.077)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(194)	(758)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(1.497)	(1.215)
Total	13.423	40.191

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	2021 kUSD	2020 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	1.497	1.215
Total	1.497	1.215

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de diciembre de 2021 kUSD 40.200.

Al 31 de diciembre de 2020 kUSD 130.837.

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31/12/2021		31/12/2020	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	64.334	958.043	64.280	830.998
Derivados de cobertura (ver nota 21)	5.543	0	0	0
Otros Pasivos Financieros (*)	29.868	0	0	0
Total	99.745	958.043	64.280	830.998

(*) Los pasivos financieros de la compañía se encuentran descritos en detalle en las Notas 20.1 y 20.2. Al 31 de diciembre de 2021 se registró un monto de kUSD 29.868 en otros pasivos financieros correspondiente al pago duplicado de una factura por parte de un cliente el último día hábil del año. Mientras dichos fondos no pudieran ser devueltos al cliente, lo que ocurrió el primer día hábil de 2022, quedaron registrados como otros pasivos financieros en el balance de la sociedad.

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31/12/2021		31/12/2020	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	50.550	124.054	50.496	0
Obligaciones con público	13.784	833.989	13.784	830.998
Total	64.334	958.043	64.280	830.998

20.1 Préstamos que Devengan Intereses

20.1.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora			Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total					
Rut	Nombre	Pais	Rut	Nombre	Pais	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (1)	Chile	USD	Bullet	1,580	1,580	0	0	0	50.496	0	50.496
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	0,880	0,880	0	0	50.304	0	50.304	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (3)	EEUU	USD	Amortizable	2,158	2,158	0	0	150	0	150	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (3)	EEUU	USD	Amortizable	2,158	2,158	0	0	74	0	74	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (3)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	22	0	22	0
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										0	0	50.550	50.496	50.550	50.496

(1) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado fue prepagado el 26 de abril de 2021.

(2) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 26 de abril de 2022 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(3) El 27 de agosto de 2021, la Sociedad giró en su totalidad el préstamo de US\$ 125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de US\$74 millones, US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) y US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). Los dos primeros tramos, por un total de US\$110 millones, se encuentran a tasa variable y son pagaderos en 16 cuotas por montos distintos comenzando el 15 de junio de 2025 y terminando el 15 de diciembre de 2032. El préstamo de US\$15 millones del CTF devenga una tasa fija de 1% anual y es pagadero en una sola cuota el 15 de diciembre de 2032. El propósito del préstamo es el de financiar la construcción, la operación y el mantenimiento del parque eólico Calama. El financiamiento contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) gracias al cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF.

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

Entidad Deudora		Entidad Acreedora			1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020		
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD		
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	2,158	2,158	0	0	5.022	0	68.417	0	73.439	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	2,158	2,158	0	0	2.443	0	33.285	0	35.728	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	0	14.887	0	14.887	0
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										0	0	7.465	0	116.589	0	124.054	0

(1) El 27 de agosto de 2021, la Sociedad giró en su totalidad el préstamo de US\$ 125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de US\$74 millones, US\$36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) y US\$15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). Los dos primeros tramos, por un total de US\$110 millones, se encuentran a tasa variable y son pagaderos en 16 cuotas por montos distintos comenzando el 15 de junio de 2025 y terminando el 15 de diciembre de 2032. El préstamo de US\$15 millones del CTF devenga una tasa fija de 1% anual y es pagadero en una sola cuota el 15 de diciembre de 2032. El propósito del préstamo es el de financiar la construcción, la operación y el mantenimiento del parque eólico Calama. El financiamiento contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) gracias al cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF.

20.2 Obligaciones con el Público

20.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora		Entidad Acreedora			Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	6.606	6.606	0	0	6.606	6.606
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	7.178	7.178	0	0	7.178	7.178
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										13.784	13.784	0	0	13.784	13.784

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

Entidad Deudora		Entidad Acreedora			1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al							
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	Valor Nominal	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020		
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD			
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	405.125	0	0	343.316	341.372	0	0	343.316	341.372
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	644.500	0	0	0	0	490.673	489.626	490.673	489.626
Obligaciones con el Público, Total										0	0	343.316	341.372	490.673	489.626	833.989	830.998	

(1) Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxembourg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Obligaciones en moneda local	102.000	0	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	31/12/2021	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2020
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	34	34	47	47
Saldo en Bancos	65.979	65.979	40.993	40.993
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	149.676	149.676	194.210	194.210
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	250.613	250.613	247.130	247.130
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6.429	6.429	812	812
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	1.057.788	879.750	895.278	929.998
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	262.763	262.763	207.141	207.141
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	61.485	61.485	64.680	64.680

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2021 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	0	0	0	0
Total	0	0	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	5.543	0	5.543	0
Total	5.543	0	5.543	0

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2020 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	0	0	0	0
Total	0	0	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	0	0	0	0
Total	0	0	0	0

Efectividad de la cobertura - Prospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida en forma prospectiva, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD-Libor, utilizando el método del "derivado hipotético", el cual consiste en estructurar un derivado de forma tal, que sea 100% efectivo en la cobertura del crédito sindicado. Los cambios del valor justo del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor justo del "derivado real", el cual corresponde al que la Sociedad obtuvo en el mercado para cubrir el objeto de cobertura. El cociente del cambio en ambos valores justos atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura, para cumplir con la norma especificada en IFRS 9. Esta prueba se lleva a cabo en cada cierre contable, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD Libor, los cuales se detallan a continuación:

Escenario 1: -50 bps

Escenario 2: -25 bps

Escenario 3: -15 bps

Escenario 4: +15 bps

Escenario 5: +25 bps

Escenario 6: +50 bps

Los resultados obtenidos avalan que la efectividad esperada de la cobertura es alta ante cambios de los flujos de efectivo atribuibles al riesgo cubierto (tasa USD Libor), logrando satisfactoriamente la compensación.

Efectividad de la cobertura - Retrospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida de forma retrospectiva, utilizando el método del derivado hipotético. Esta efectividad debe ser medida evaluando los cambios en el valor razonable del derivado hipotético y del derivado real, considerando los cambios reales ocurridos en el mercado de los inputs utilizados para la valoración.

Inefectividad de la cobertura:

La inefectividad en la cobertura corresponde a la diferencia entre el valor razonable del derivado real y del derivado hipotético, la cual deberá ser reconocida como utilidad o pérdida en los estados de resultados del periodo de medición.

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31/12/2021		31/12/2020	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Leasing NIIF 16	6.305	140.951	4.327	78.341
Total	6.305	140.951	4.327	78.341

22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora					Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total		
Rut	Nombre	Pais	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	53	64	23	26	76	90
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	126	153	175	202	301	355
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	90	110	125	144	215	254
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	157	192	219	252	376	444
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	3,395	3,395	0	134	0	409	0	543
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	30	37	62	71	92	108
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	176	206	499	583	675	789
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Los Andes Rent a Car Ltda.	UF	Mensual	2,990	2,990	0	3	0	0	0	3
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	94	110	266	311	360	421
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	244	284	299	328	543	612
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	23	28	28	32	51	60
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	6	7	38	45	44	52
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	29	0	59	0	88	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	28	0	82	0	110	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	7	0	21	0	28	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de Vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	128	0	383	0	511	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	472	0	373	0	845	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	758	0	607	0	1,365	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	84	164	158	248	242
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	9	0	25	0	34	0
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	3	4	37	43	40	47
76.708.710-1	Central Termoelectrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	10	12	30	34	40	46
76.708.710-1	Central Termoelectrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	123	140	109	121	232	261
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de Vehiculos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	8	0	23	0	31	0
Pasivos por Arrendamientos, Total								2.658	1.568	3.647	2.759	6.305	4.327

22.2 Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora						1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	149	170	110	126	1.111	1.395	1.370	1.691
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	566	651	414	477	6.852	8.443	7.832	9.571
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	404	465	295	340	4.891	6.026	5.590	6.831
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	708	815	518	597	8.573	10.564	9.799	11.976
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	200	230	146	169	4.438	5.394	4.784	5.793
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	2.089	2.438	1.479	1.726	1.222	2.355	4.790	6.519
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	1.122	1.301	824	951	682	1.313	2.628	3.565
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	943	1.044	676	748	18.340	21.277	19.959	23.069
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	90	103	65	76	786	980	941	1.159
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	122	142	86	101	1.098	1.365	1.306	1.608
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	187	0	133	0	2.094	0	2.414	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	259	0	185	0	2.026	0	2.470	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	68	0	49	0	491	0	608	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Arrendadores de vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	1.032	0	0	0	0	0	1.032	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.189	0	854	0	24.621	0	26.664	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.920	0	1.379	0	39.758	0	43.057	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	704	677	518	498	1.660	1.924	2.882	3.099
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	69	0	0	0	0	0	69	0
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	122	141	91	104	666	850	879	1.095
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	58	116	0	0	0	0	58	116
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	680	757	482	537	594	955	1.756	2.249
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	63	0	0	0	0	0	63	0
Pasivos por Arrendamientos, Total								12.744	9.050	8.304	6.450	119.903	62.841	140.951	78.341

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesto a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódica y cercanamente por las Áreas de Finanzas y de Riesgos y Seguros de la empresa.

En ENGIE Energía Chile tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos que es actualizada y revisada semestralmente. El monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente en el marco del proceso denominado “ERM” o “Enterprise Risk Management”.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente. La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

Factores de Riesgo

23.1 Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, operaciones de leasing financiero, depósitos a plazo e instrumentos financieros derivados.

23.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se re-liquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía. Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado

internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR reducirán su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y mejorarán su liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021 y se espera impacte los estados financieros de 2022 en la medida en que se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio correspondientes. En 2021, este costo financiero ascendió a US\$49,6 millones.

Debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares “forward” con bancos por un monto nominal total de US\$102 millones con vencimientos mensuales entre enero y diciembre de 2022 con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros. Por otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la Compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2021, un 98,1% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la Compañía a otras monedas extranjeras no es material.

23.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un nominal acordado. Al 31 de diciembre de 2021, un 89% de la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en tasa fija, mientras que un 11% o US\$110 millones se encontraban a tasa variable. Estas proporciones no consideran la deuda financiera por leasing según IFRS 16.

	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Tasa de interés fija	89,27%	100,00%
Tasa de interés variable	10,73%	0,00%
Total	100,00%	100,00%

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

23.3 Riesgo de Precio de Combustibles

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (WTI o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad, mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, el plan de transformación energética de la compañía ha considerado privilegiar la indexación de tarifas a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021, con lo que podría aumentar temporalmente su exposición al riesgo de precios de commodities hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar los contratos de suministro indexados a la inflación. En el pasado, la empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles y se encuentra en proceso de implementar una estrategia de cobertura para 2022. Durante 2021 se constató una materialización de este riesgo. En nuestro país, el año fue extremadamente seco, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, lo que se tradujo en alzas de precio a niveles nunca antes vistos. Por consiguiente, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de los años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico.

23.4 Riesgo de Crédito

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos o laborales. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra Compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien no se espera que la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 afecte significativamente nuestros ingresos según se reconocen en el estado de resultados, sí se espera que afecte nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel temporal de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender,

sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. En los días 8 de febrero, 31 de marzo y 30 de junio la Sociedad vendió las cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, y enero de 2021, respectivamente, por un valor total nominal de US\$167,3 millones, recibiendo recursos líquidos por US\$118,6 millones y reportando un costo financiero de US\$49,6 millones. Durante 2020, a causa de la pandemia originada por el Corona Virus, la demanda de energía eléctrica en Chile registró caídas del orden de 4,24% para el caso de los clientes regulados en relación con el año 2019. Asimismo, debido a la caída en actividad económica producto de las medidas preventivas adoptadas para aplanar la curva de contagios en el país, tales como cuarentenas obligatorias en ciertas comunas con mayor número de casos, se han registrado postergaciones en el pago de servicios esenciales tales como el suministro eléctrico por parte de los sectores más afectados. Si bien durante 2021, la demanda de energía eléctrica por parte de clientes regulados registró una recuperación, la extensión de la ley de servicios básicos se ha traducido en mayor lentitud en la cobranza a ciertos clientes regulados de menor tamaño, con el consiguiente aumento en las necesidades de financiamiento de capital de trabajo de la compañía.

En los últimos años la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos. En el contexto de la pandemia COVID-19, la Compañía ha dispuesto que sus áreas comerciales mantengan un contacto directo con nuestros clientes para hacer un seguimiento de la situación y tomar medidas oportunas, tanto para apoyar a nuestros clientes como para mitigar los impactos de la pandemia en el desempeño de la compañía.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

23.5 Deudores por Venta

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía. La Compañía determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de IFRS 9 en que a cada cuenta por cobrar se le asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de incumplimiento. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

23.6 Activos Financieros y Derivados

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por contraparte.

Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

23.7 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

El 26 de abril de 2021, la Compañía tomó un préstamo de US\$50 millones a un año plazo con Scotiabank, cuyos fondos fueron utilizados para el repago íntegro del préstamo asumido por la compañía el 19 de mayo de 2020 con Banco Estado New York Branch. El préstamo se encuentra documentado con un pagaré simple, sin restricciones financieras ni obligaciones de hacer o no hacer, y permite prepagos sin costo para la Compañía. Al 31 de diciembre de 2021, las obligaciones financieras de corto plazo incluían este préstamo además de intereses devengados y la porción circulante de arrendamientos financieros. A esa misma fecha la Compañía no mostraba otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2025. Por su sólida calificación crediticia, la sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros, así como con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que le permiten enfrentar con holgura sus compromisos comerciales y financieros de corto plazo. El 23 de diciembre de 2020, la compañía firmó un contrato de crédito con BID Invest por un total de US\$125 millones para financiar proyectos de energía renovable cuya generación reemplazará a la generación sobre la base de carbón que dejará de producirse debido al adelantamiento del cronograma de cierre de centrales. El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de este financiamiento. Debido a todo lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

23.8 Seguros

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, terceros, directores y ejecutivos, personal y negocios.

Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de Todo Riesgo Operación para EECL y afiliadas. Esta póliza cubre nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones, así como el costo de la interrupción del negocio. La póliza incluye cobertura para los riesgos de avería de maquinaria, incendio, explosiones y riesgos de la naturaleza.

Además, nuestra empresa y sus filiales cuentan con cobertura para sus actividades de transporte bajo una póliza de seguro de carga con límites que varían según el tipo de mercancías transportadas y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarca la protección e indemnización de riesgos y daños al buque. Adicionalmente, tenemos una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador, falla de suministro y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico. Directores y ejecutivos son asegurados bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Administradores (D&O).

La Compañía también contrató otros programas de seguros, tales como seguros de vida y pólizas para vehículos, edificios y contenidos, equipos contratistas y responsabilidad civil contratista.

Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil Empleador y Transporte incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

23.9 Clasificación de Riesgo

Al 31 de diciembre de 2021, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB+	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA	Estable	1° Clase Nivel 2

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, Fitch Ratings ratificó la clasificación de deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB+ con perspectiva Estable. Standard & Poor's ratificó la clasificación de la deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB con perspectiva Estable en enero de 2021. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, en junio de 2021 Fitch Ratings ratificó la clasificación de solvencia de la compañía en AA, con perspectiva Estable, en tanto el 29 de diciembre de 2021 Feller Rate ratificó la clasificación en AA-, con perspectiva Estable. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 24 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se detallan a continuación.

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	31/12/2021 KUSD	31/12/2020 KUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	3.584	26.029
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	194.383	130.467
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	64.796	50.645
Total	262.763	207.141

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31/12/2021 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	60.823	0	0	0	0	0	60.823	30
Servicios	201.747	0	0	0	0	0	201.747	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total kUSD	262.570	0	0	0	0	0	262.570	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31/12/2021 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	6	0	0	0	0	2	8
Servicios	139	28	1	7	8	2	185
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	145	28	1	7	8	4	193

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31/12/2020 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	18.250	0	0	0	0	0	18.250	30
Servicios	188.650	0	0	0	0	0	188.650	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total kUSD	206.900	0	0	0	0	0	206.900	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31/12/2020 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	10	0	1	1	0	0	12
Servicios	117	7	2	89	4	10	229
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	127	7	3	90	4	10	241

Los montos según días vencidos pendientes pueden corresponder a distintas situaciones, entre ellas, "notas de crédito pendientes de recibir, facturas no cobradas por proveedores, facturas con falta de respaldos aun para su pago, entre otros".

NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Provisión de Vacaciones	6.390	6.199
Provisión Bonificación Anual	3.975	8.096
Descuentos Previsionales y de Salud	779	793
Retención Impuestos	348	392
Otras Remuneraciones	261	44
Total	11.753	15.524

NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
IVA débito fiscal	4.177	11.392
Impuestos de retención	645	637
Ingresos anticipados	0	0
Ingreso anticipado contrato GTA con Engie Gas Chile SpA (1)	264	265
Total	5.086	12.294

(1) Producto de la venta de la filial ENGIE Gas Chile SpA, ENGIE Energía Chile S.A. hizo un cobro anticipado del contrato de transporte y venta de gas (GTA).

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 60 días promedio.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Ingresos garantías	81	57
Total	81	57

NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	490	769
Movimiento	(139)	(279)
Subtotal	351	490
<i>(1) Ver Nota 40.5 c)</i>		
Contrato GTA		
Saldo Inicial	463	728
Movimiento	(265)	(265)
Subtotal	198	463
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	61.465	12.284
Movimiento (*)	(3.468)	49.181
Subtotal	57.997	61.465
Total	58.546	62.418

(*) Provisiones de desmantelamiento de unidades de generación han sido actualizadas.

NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	47	69
Total	47	69

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Saldo Inicial	69	62
Pagos del Periodo	0	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(22)	7
Total	47	69

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	12	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	13	13	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	25	25	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 29 – PATRIMONIO

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

La Sociedad no ha realizado emisiones de acciones o de instrumentos convertibles durante el período que hagan variar el número de acciones vigentes al 31 de diciembre de 2021.

Otras Reservas del Patrimonio	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Saldo de inversión por toma de control filial (2)	47.912	23.912
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	415	(24.771)
Total	375.370	326.184

(1) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina SpA., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., el 29 de diciembre de 2009.

(2) Corresponde al saldo diferencial que resulta de la absorción del interés minoritario versus la valorización de inversión del 40% producto del acuerdo con AMSA con fecha 31 de marzo de 2020 e informado a la CMF en hecho esencial.

29.1 Política de Dividendos

EECL tiene una política de dividendos flexible que consiste en distribuir a lo menos el dividendo mínimo obligatorio de 30% en conformidad a la ley y los estatutos sociales. En la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y, siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo

de la compañía, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a las aprobaciones pertinentes, la compañía intenta pagar dos dividendos provisorios más el dividendo definitivo en mayo de cada año.

En relación a la Circular N° 1945 y N° 1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será lo que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distribuible al 31 de diciembre de 2021 y 2020, fue de kUSD 47.374 y kUSD 163.531 respectivamente.

El 27 de abril de 2021 la Junta de Accionistas acordó distribuir dividendos definitivos con cargo a las utilidades del ejercicio 2020 por kUSD 51.057.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 27 de julio de 2021 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2021 por la cantidad total de kUSD 41.500.

Dividendos	31/12/2021 kUSD
Dividendos año 2020	(51.057)
Dividendos año 2021	(41.500)
Total Dividendos	(92.557)

Dividendos	31/12/2020 kUSD
Dividendos año 2020	(66.602)
Total Dividendos	(66.602)

29.2 Gestión de Capital

El objetivo social es mantener un adecuado equilibrio que permita mantener un suficiente monto de capital para apoyar las operaciones y proporcionar un prudente nivel de apalancamiento, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

Los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento de la Sociedad, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deudas vigentes.

NOTA 30 – PARTICIPACION NO CONTROLADORAS

Con fecha 31 de marzo de 2020, EECL y su filial Inversiones Hornitos SpA. suscribieron con su cliente Minera Centinela, los actos y contratos que se indican a continuación:

elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA. y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela y filial de Antofagasta Minerals S.A., de fecha 7 de septiembre de 2009 y por una potencia de 150 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
2. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA. y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012 y por una potencia de 36 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;

3. La celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo enero a 2022 a diciembre 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033; y
4. La modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos SpA., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos SpA. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos SpA. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos SpA. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial.

En virtud de los acuerdos firmados en marzo de 2020, ambos accionistas comprometieron un aporte de capital en Inversiones Hornitos por un monto total máximo de US\$60 millones a ser destinado al pago de la deuda de Inversiones Hornitos con EECL. Este aumento de capital debía quedar íntegramente pagado al 31 de diciembre de 2021, pudiendo EECL concretar su proporción mediante la capitalización de deuda por un monto de US\$36 millones, mientras que Minera Centinela enteraría su proporción del incremento de capital con un aporte en dinero efectivo por US\$24 millones. Con fecha 22 de diciembre de 2021, ambos aportes fueron efectuados y aplicados a la reducción de la deuda de Inversiones Hornitos con EECL, quedando ésta en un nuevo saldo de US\$46,1 millones al 31 de diciembre de 2021.

NOTA 31 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Ingresos Ordinarios

Definición (ver nota 3.13)

	2021 kUSD	2020 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.308.501	1.165.161
Venta y transporte de gas	37.776	37.851
Venta de Combustible	418	646
Venta de peajes (1)	95.299	98.098
Arriendo instalaciones	1.105	901
Servicios Portuarios (2)	9.389	8.974
Recupero Siniestro Unidad 7 Mejillones	5.316	0
Recupero Siniestro Unidad CTA Mejillones	2.075	0
Otras ventas - ingresos	18.735	40.027
Total	1.478.614	1.351.658

(1) Corresponden a los ingresos que tiene derecho el propietario de líneas y subestaciones eléctricas de acuerdo al artículo 114° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/Ley 20.018).

(2) Son aquellos servicios que se le prestan a la Nave mientras permanece amarrada a nuestro muelle durante la descarga, y que son Amarra/Desamarra; Muellaje, Uso del Muelle y Vigilancia y Cobro por Concepto de Security Fee, estos dos últimos están muy ligados al Código ISPS.

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	2021		2020	
	kUSD	%	kUSD	%
Grupo CODELCO	282.839	19,13%	276.130	20,43%
Regulados EMEL	174.649	11,81%	153.420	11,35%
Regulados (Centro Sur SEN)	449.087	30,37%	398.911	29,51%
Grupo AMSA (1)	222.527	15,05%	216.040	15,98%
El Abra	70.594	4,77%	64.597	4,78%
Grupo GLENCORE	75.019	5,07%	74.361	5,50%
Otros clientes	203.899	13,80%	168.199	12,45%
Total Ventas	1.478.614	100,00%	1.351.658	100,00%

(1) Bajo Grupo AMSA se incluyen transacciones comerciales con las compañías operadas por este grupo: Minera Zaldívar SpA, Minera Michilla SpA, Minera Centinela y Minera Antucoya. Las cifras informadas incluyen, tanto las ventas de energía, potencia y otros servicios a dichas compañías, así como los efectos de la transacción informada en Hecho Esencial de fecha 31 de marzo de 2020. Entre otras materias, esta transacción involucró la renegociación de contratos de suministro de energía y potencia entre la filial, Inversiones Hornitos SpA y Minera Centinela, así como un cambio de estatutos de Inversiones Hornitos y transacciones en virtud de las cuales EECL pasó a controlar el 100% de esta filial bajo la perspectiva contable según las normas IFRS. El contrato de suministro renegociado considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados; sin embargo, el descuento es mayor el primer año de aplicación puesto que incluye el pago por parte de Engie Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales, dichos descuentos acordados quedaron totalmente liquidados a diciembre 2021.

En virtud de los acuerdos firmados en marzo de 2020, el contrato de suministro de Minera Centinela con Inversiones Hornitos venció el 31 de diciembre de 2021, mientras que un nuevo contrato entre Minera Centinela y EECL, por la misma potencia convenida de 186 MW, comenzó a regir el 1 de enero de 2022, teniendo por fecha de vencimiento el 31 de diciembre de 2033.

De acuerdo a las normas contables vigentes (IFRS), EECL pasa a tener control de Inversiones Hornitos en un 100% desde el momento de la firma del acuerdo referido en el Hecho Esencial. En dicho acuerdo, el descuento realizado durante 2020 y parte de 2021 se imputará al pago de la participación adicional adquirida (40%). Posteriormente, el descuento de tarifa del contrato de suministro será reconocido enteramente en los resultados del ejercicio. En definitiva, el descuento de tarifa durante el primer año de aplicación del acuerdo tendrá efectos neutros en el resultado del ejercicio, por cuanto el descuento se compensa con el ingreso financiero por la adquisición del 40% de Inversiones Hornitos. Por lo tanto, hasta que se complete el monto de la valorización del 40% de Inversiones Hornitos que controlaba AMSA a través de su filial Minera Centinela, el descuento no tendrá efectos significativos en los resultados del ejercicio, sino que se utilizará para cancelar mensualmente el monto a pagar por dicha participación.

Ingresos Ordinarios

	2021 kUSD	2020 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.308.501	1.165.161
Otros ingresos	170.113	186.497
Total Ventas	1.478.614	1.351.658

NOTA 32 – COSTOS DE VENTA

Costos de venta

Costos de Venta	2021 kUSD	2020 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	469.184	273.241
Costos de energía y potencia	404.884	324.814
Sueldos y salarios	28.168	27.572
Beneficios anuales	5.438	5.857
Otros beneficios del personal	7.665	10.726
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	51.608	47.210
Transporte de Gas	272	713
Servicio Muelle	12.630	10.188
Servicios de Mantenición y Reparación	15.533	10.214
Servicios de Terceros	24.894	26.705
Asesorías y Honorarios	1.146	1.347
Operación y Mantenimiento Gasoductos	4	3.729
Costo Peaje	74.962	87.859
Depreciación propiedad, planta y equipo	162.369	155.257
Amortización activos derecho de uso	1.933	2.069
Depreciación repuestos	1.347	1.938
Amortización Intangibles	16.293	17.203
Contribuciones y patentes	4.081	4.531
Seguros	21.368	13.560
Otros egresos	7.781	18.928
Total	1.311.571	1.043.672

NOTA 33 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	2021 kUSD	2020 kUSD
Arriendos	0	322
Venta de agua	2.861	2.096
Recupero incobrables	1.569	2.038
Deudas Incobrables	(4.458)	(5.114)
Venta de propiedades, planta y equipo (*)	4.776	1
Venta de repuestos	15	2
Recupero Final Siniestro Unidad 7 Mejillones	0	1.971
Recupero Final Siniestro Unidad 16 Tocopilla	0	1.293
Recupero Parcial Siniestro Unidad CTA Mejillones	3.925	0
Otros Ingresos	1.640	771
Total	10.328	3.380

(*) Corresponde a la propiedad que la compañía tenía en Apoquindo 3721 Piso 8 y sus estacionamientos.

NOTA 34 – GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	2021 kUSD	2020 kUSD
Sueldos y salarios	14.979	13.959
Beneficios anuales	563	3.034
Otros beneficios del personal	2.723	5.574
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	12.909	9.039
Honorarios	0	6
Depreciación propiedad, planta y equipo	2.754	3.026
Amortización activos derecho de uso	1.106	1.407
Contribuciones y patentes	321	80
Seguros	20	17
Otros	2.566	903
Total	37.955	37.059

NOTA 35 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal	2021 kUSD	2020 kUSD
Sueldos y salarios	43.147	41.531
Beneficios anuales	6.001	8.891
Otros beneficios del personal	10.388	16.300
Obligaciones post empleo	25	25
Total	59.561	66.747

NOTA 36 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)	2021 kUSD	2020 kUSD
Baja por venta de propiedades, planta y equipo (*)	1.138	0
Baja de propiedades, planta y equipo	10.128	160
Costo venta repuestos	811	264
Deterioro económico (Ver Nota 11 y Nota 17)	0	10.329
Total	12.077	10.753

(*) Corresponde a la propiedad que la compañía tenía en Apoquindo 3721 Piso 8 y sus estacionamientos.

NOTA 37 – INGRESOS FINANCIEROS

Otros Gastos (Ingresos)	2021 kUSD	2020 kUSD
Intereses financieros	1.607	2.545
Total	1.607	2.545

NOTA 38 – COSTOS FINANCIEROS

Otros Gastos (Ingresos)	2021 kUSD	2020 kUSD
Intereses financieros	82.782	53.412
Intereses financieros leasing	6.025	6.064
Total	88.807	59.476

Los intereses financieros incluyen partidas no habituales en ambos períodos. En 2021 la cifra incluye un valor de kUSD 48.671 correspondientes al descuento al que fueron vendidas las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras originadas por la implementación de la Ley 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado. Durante 2021, la Sociedad vendió cuentas por cobrar por dicho concepto a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de kUSD 167.298, en línea con los acuerdos firmados con Goldman Sachs y BID Invest, informados en hechos esenciales de fecha 20 y 27 de enero de 2021. La cifra indicada para 2020 incluye kUSD 13.618 correspondientes a primas pagadas a tenedores de bonos por el rescate anticipado del bono 144-A/Reg S de kUSD 400.000 que vencía el 15 de enero de 2021.

NOTA 39 – DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambios y resultados por unidades de reajuste son los siguientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Diferencias de Cambio	Moneda	2021 kUSD	2020 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(6.683)	16
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	5.891	958
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	31	149
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(8.345)	(2.366)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	(23)	27
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(48)	(423)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(140)	124
Otros Activos No Financieros	CLP	(9.618)	1.959
Otros Activos No Financieros	EUR	16	49
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(30)	0
Otros Activos No Financieros	Libra Esterlina	0	2
Otros Activos No Financieros	UF	(17)	0
Otros Activos, Corrientes	Peso Argentino	35	(39)
Total Activos		(18.931)	456
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	1.405	(5.505)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	5.187	(334)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	20	(578)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(177)	(37)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	68	(98)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	224	(214)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	2	6
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	(39)	39
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	89	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	1	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	6.014	(40)
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(195)	(265)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	26.351	0
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	1.653	(915)
Otras Provisiones	Peso Argentino	920	216
Total Pasivos		41.523	(7.725)
Total Diferencias de Cambio		22.592	(7.269)

NOTA 40 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	47.374	163.531
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	47.374	163.531
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	USD 0,045	USD 0,155

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2021	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	36.367.952	3,45%
Banco de Chile por cuenta de State Street	30.459.194	2,89%
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	18.522.221	1,76%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	18.370.387	1,74%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	17.054.788	1,62%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	16.946.064	1,61%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	15.014.763	1,43%
BTG Pactual Chile S.A. Corredores de Bolsa	14.540.088	1,38%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	13.711.965	1,30%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	12.883.096	1,22%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	12.724.631	1,21%
Otros accionistas	214.790.408	20,40%
Total	1.053.309.776	100,00%

NOTA 41 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

41.1 Garantías Directas

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	54.795	2.413
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	32.754	22.621
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	14.983	8.986
Enel Distribución Chile S.A.	Boleta de Garantía	9.824	0
Albemarle Limitada	Boleta de Garantía	3.092	0
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	2.374	1.984
Planta Solar San Pedro III SpA	Boleta de Garantía	2.000	564
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	0
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.100	0
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	840	408
Dirección Regional de Vialidad, Región Antofagasta	Boleta de Garantía	437	764
Transelect Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	231	0
Transelect S.A.	Boleta de Garantía	231	0
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	154	0
Cía Exploradora y Explotadora Minera Chileno Rumana S.A.	Boleta de Garantía	150	0
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	94	0
Don Goyo Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	77	0
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	77	0
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	77	0
Colbun Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	77	4
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	59	72
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	56	66
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	48	60
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	46	54
Soc Contractual Minera Carola	Boleta de Garantía	45	0
Cooperación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	43	0
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	32	0
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	23	30
Arriendo de Máquinas Industriales Veliz	Boleta de Garantía	21	0
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	11	12
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	6	7
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	5	6
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	0	68
Coemin S.A.	Boleta de Garantía	0	0
Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	Boleta de Garantía	0	8.587
Ilustre Municipalidad de Las Condes	Boleta de Garantía	0	14
Aguas Nuevas S.A.	Boleta de Garantía	0	4
Total		125.262	46.724

No se cuenta con activos comprometidos.

41.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN).

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	282.656	305.381
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	308.510	326.984
Total		607.166	648.365

41.3 Caucciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	76.170
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	32.440	21.375
Global Energy Services Photovoltaic Project	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.682	10.936
Global Energy Services Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.278	0
Tozzi Latam SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	4.676
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	367	1.636
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.592	1.500
ABB Power Grid Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	904
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	260	309
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	627	237
Siemens Energy SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.566	0
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	144
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	6.471	0
Flesan Minería S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.539	0
Soltec Energías Renovables S.L.U	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.923	0
Engineering Construction Co., Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	20.021	0
Import. y Servicios Advanced Computing Tech. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	94	0
Inneria Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.823	0
Varios	Cumplimiento de contratos en gral.	5.441	3.789
Subtotal		83.124	121.676

Nombre		31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	190	190
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	400
Varios	Cumplimiento de contratos en gral.	75	132
Subtotal		265	722
A favor de Central Termoeléctrica Andina SpA.			
IMA industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	99
Servicios Industriales Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	125	125
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	164
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	300	300
Varios	Cumplimiento de contratos en gral.	124	234
Subtotal		549	922
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Minera Centinela	Garantía fiel cumplimiento contrato	200.000	200.000
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	164
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	21
ABB S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	66	66
Servicios Industriales Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	125	125
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	120	110
Subtotal		200.311	200.486
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Abengoa Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	2.182
ABG Abengoa Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	616	0
ABB Power Grids Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	140
El Sol de Vallenar SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	819	0
Grid Solutions Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	511	0
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	62	0
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	50	55
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	44	49
Arteche North America SA de CV	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	48
Subtotal		2.102	2.474

Nombre		31-12-2021 kUSD	31-12-2020 kUSD
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	14	0
Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	41
Otros	Garantía fiel cumplimiento contrato	1	1
Subtotal		15	42
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Asesoría Forestal Integral Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	59	23
Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	41
Securitas S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	26
Soc. de Servicios de Seguridad Villa- blanca Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	25
Transportes José Carrasco Retamal E.I.R.L.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2	27
GGP Servicios Industriales SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	25	0
Otros	Garantía fiel cumplimiento contrato	41	17
Subtotal		127	159
Total		286.493	326.481

41.4 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía registraba un crédito de corto plazo por USD 50 millones con Scotiabank. Este préstamo devenga intereses a tasa fija, vence el 26 de abril de 2022 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

Al 31 de diciembre de 2021, EECL registraba dos bonos: uno por un valor de USD 500.000.000 emitido en enero de 2020 y otro por un valor de USD 350.000.000 emitido en octubre de 2014, ambos conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S). El bono emitido en enero de 2020 tuvo por objetivo financiar (i) el rescate anticipado del bono 144-A por USD 400.000.000 emitido en diciembre de 2010 cuya fecha de vencimiento original era el 15 de enero de 2021; (ii) el costo de la prima pagada a los tenedores de este bono producto del rescate anticipado; y (iii) fines generales de la empresa. Dichos financiamientos no consideran exigencias de tipo financiero, pero sí consideran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha de emisión del bono o (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha de la emisión del bono; y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, el contrato considera restricciones a transacciones del tipo leaseback.

Se puede señalar que la Regla “144-A” permite que títulos emitidos por emisores extranjeros se puedan colocar en los Estados Unidos de Norteamérica sin necesidad de inscripción de la emisión con el regulador norteamericano (Securities Exchange Commission o ‘SEC’) en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación “S” permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

El 23 de diciembre de 2020, EECL firmó un contrato de crédito por USD 125.000.000 con BID Invest, el cual se compone de un préstamo senior de BID Invest y el Fondo Chino para cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) de USD 110.000.000 y un financiamiento de USD 15.000.000 provisto por el Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de dicho préstamo, el que impone ciertas restricciones habituales para este tipo de financiamientos. Entre ellas se encuentran: restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Caucciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha firma del contrato de crédito (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha firma del contrato de crédito y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, el contrato considera restricciones a transacciones del tipo leaseback así como también limitaciones al cambio de control efectivo de la sociedad.

41.5 Otras Contingencias

- a) A la fecha se encuentran en tramitación diversas servidumbres ante la autoridad respectiva, las cuales aún no han sido concedidas. Estas servidumbres son las siguientes:

Línea de Transmisión Chapiquiña - Putre, Línea de Transmisión Capricornio - Alto Norte, Línea de Transmisión Capricornio - Antofagasta; Línea de Trasmisión El Negro-Soquimich; Línea de Arranque a subestación El Negro.

- b) Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios a GasAtacama Chile S.A.- EECL y sus filiales Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA. y Electroandina SpA. interpusieron una demanda de indemnización por daños y perjuicios en contra de GasAtacama Chile S.A. ante el 22° Juzgado Civil de Santiago. El objeto de la demanda es resarcir los perjuicios ocasionados a las demandantes por GasAtacama al entregar durante el periodo comprendido entre enero del 2011 y octubre de 2015 información no fidedigna al Centro de Despacho Económico de Carga, lo cual implicó mayores costos que debieron ser asumidos por los actores del sistema eléctrico. Con fecha 15 de mayo de 2018 el 24° Juzgado Civil de Santiago ordenó que la presente causa se acumule al juicio iniciado por AES Gener. El 08 de abril de 2019 se realiza audiencia de conciliación y ésta no se produce. A solicitud de la demandada, el Tribunal ordenó que los demandantes actuaran bajo un procurador o apoderado común. EECL presentó reposición con apelación en subsidio, lo que fue acogido por el Tribunal. Finalizado el periodo de discusión, en febrero de 2020 se dictó la resolución que recibe la causa a prueba, las partes presentan reposición con apelación en subsidio. 18 de junio de 2020 se acogen parcialmente las reposiciones presentadas y se tiene por interpuesto recurso de apelación. 22 de junio de 2020 el expediente es remitido a la I. Corte de Apelaciones de Santiago para resolver los recursos interpuestos en contra de la resolución que recibió la causa a prueba. El 10 de noviembre de 2020 se realizaron los alegatos de ambas partes y la causa quedó en acuerdo. Sentencia de fecha 30 de julio de 2021 rechaza la apelación de EECL, CTH, CTA y Electroandina, el 15 de diciembre de 2021 los demandantes solicitan reanudación de la tramitación de la causa.

Los montos demandados en pesos equivalentes en Dólares Americanos son USD 120.370.000; USD 13.640.000; USD 18.910.000 y de USD 7.360.000 respectivamente. Se hizo reserva del derecho para discutir la especie y monto de los perjuicios por lucro cesante en la ejecución del fallo o en un juicio diverso.

c) Otras Contingencias de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

1) Contingencia por Impuesto a las Ganancias

A partir del ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2002, la Sociedad abonó y contabilizó el impuesto a las ganancias considerando que son aplicables las normas de actualización monetaria previstas por la Ley del Impuesto a las Ganancias y, además, el 18 de junio de 2003 inició una acción declarativa de certeza constitucional cuya finalidad es obtener un pronunciamiento judicial que declare que se encuentra vigente el régimen de ajuste por inflación previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias o, en su defecto, que declare la inconstitucionalidad de cualquier norma que impida la aplicación del mencionado ajuste. El 27 de octubre de 2008 el Juez de Primera instancia dictó sentencia, rechazando la demanda. La mencionada sentencia fue apelada por la Sociedad el 18 de noviembre de 2008 ante la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, quien el 11 de agosto de 2009 admitió el recurso de apelación interpuesto, revocó la sentencia de primera instancia e impuso costas por su orden. De este modo, la Cámara convalidó la aplicación del ajuste por inflación respecto del periodo fiscal 2002.

La mencionada sentencia aún no se encuentra firme dado que el Fisco Nacional habría interpuesto un recurso ordinario de apelación ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Por otra parte, el 27 de octubre de 2006, la AFIP-DGI dictó la Resolución 99/2006 mediante la cual impugnó la Declaración Jurada del Impuesto a las Ganancias del periodo fiscal 2002 presentada por la Sociedad y como consecuencia de ello, determinó de oficio un ajuste en concepto de Impuesto a las Ganancias de USD 3.728.682, liquidó intereses a esa fecha por USD 3.180.565 y aplicó una multa por omisión por USD 1.864.341. Con motivo de esta resolución la Sociedad presentó el 23 de noviembre de 2006 un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Actualmente el expediente se encuentra en etapa probatoria.

Como es sabido, el ajuste por inflación es un tema que ha generado infinidad de causas judiciales y se han producido varios fallos favorables con sólidos fundamentos en distintos juzgados de primera instancia y cámaras federales.

En este contexto, el 3 de julio de 2009 la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolvió una causa sobre el ajuste por inflación en el período fiscal 2002 (caso "Candy") y lo hizo en forma favorable al contribuyente.

En la sentencia la Corte sostuvo lo siguiente:

- Ratificó que la prohibición de ajustar por inflación es constitucionalmente válida, salvo que produzca un resultado confiscatorio.
- Consideró que se configuró la "confiscatoriedad" en el caso concreto y por ello permitió al contribuyente practicar el ajuste por inflación en el período fiscal 2002.
- Consideró que existía confiscatoriedad en el impuesto a las ganancias porque la diferencia entre el impuesto computado con y sin ajuste por inflación presentaba una desproporción de tal magnitud que permitía, razonablemente, concluir que la ganancia neta calculada conforme la ley vigente -sin ajuste- no representa adecuadamente la renta que pretende gravar la ley del impuesto.
- En ese caso concreto, consideró que la alícuota efectiva del impuesto, que representaba el 62% del resultado impositivo ajustado o el 55% de las utilidades contables ajustadas, insumía una porción sustancial de la renta, que excedía el límite razonable de imposición y que ello producía un supuesto de confiscatoriedad.
- Aclaró expresamente que tuvo en consideración que el ejercicio 2002 estuvo signado por un grave estado de perturbación económica, social y política, que dio lugar a una de las crisis más graves de la historia contemporánea, que se vio reflejada en índices de precios que tuvieron una variación del 117,96% (índice de precios nivel mayorista) y 40,90% (índice de precios consumidor final). Meritó también la existencia de cambios económicos, el abandono de la convertibilidad y la variación del poder adquisitivo de la moneda.

La Sociedad y sus asesores legales consideran que lo decidido en el caso "Candy" por la Corte Suprema de Justicia de la Nación es aplicable a las causas que Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. tiene en trámite, puesto que las alícuotas efectivas del impuesto calculado sin ajuste por inflación, ya sea respecto del resultado impositivo ajustado, como de las utilidades contables, arrojan guarismos que exceden ampliamente el 55% y el 62% que el Máximo Tribunal considero confiscatorio (así se desprende de la pericia contable realizada en la acción declarativa y del informe de los peritos de parte presentados en el expediente del Tribunal Fiscal de la Nación). Así lo ha considerado también la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, al aplicar la doctrina sentada en el caso "Candy" en la sentencia dictada el 11 de agosto de 2009 en la acción declarativa promovida por Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Finalmente, la Corte Suprema Argentina ha fallado en favor de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. en noviembre de 2012.

En octubre de 2006, y mientras se tramitaba la acción declarativa, la AFIP dictó una determinación de oficio en la que impugnó la declaración jurada del impuesto a las ganancias, periodo 2002, de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. La impugnación se basó exclusivamente en la no vigencia del ajuste por inflación. La determinación fue apelada al Tribunal Fiscal de la Nación ("TFN") con efecto suspensivo. En la causa se produjo una nueva pericia contable elaborada por un experto propuesto por la AFIP y otro por la Compañía. El experto propuesto por la Compañía sostuvo que de no aplicarse el ajuste por inflación el impuesto a las ganancias del período 2002 insumirá el 142,59% del resultado impositivo ajustado del ejercicio y el 460,15% del resultado contable ajustado. Por su parte, el experto propuesto por la AFIP sostuvo que dichos porcentajes son del 85,68% y del 93,64%, respectivamente. Asimismo, oportunamente se informó ante el TFN la sentencia dictada por la Corte Suprema (de noviembre de 2012) en la acción declarativa antes comentada.

En noviembre de 2013 el TFN dictó sentencia, hizo lugar a la apelación de la Compañía y revocó la determinación de oficio. El Tribunal sostuvo que tanto del fallo de la Corte Suprema dictado en la acción declarativa como de la pericia contable producida en la causa --incluso de atenerse a los porcentajes expuestos por el experto de la AFIP-- surge claramente que de no aplicarse el ajuste por inflación se verifica un supuesto de confiscatoriedad.

Ante la apelación de la AFIP ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, la sala V de dicho tribunal resolvió dejar sin efecto el fallo del TFN (notificado el 1° de febrero de 2016), entendiendo que no se verifica un supuesto de "cosa juzgada" (es decir que la sentencia dictada en la acción declarativa no pone fin a este juicio) y que le corresponde al Tribunal Fiscal pronunciarse sobre la manera en que la Compañía practicó el ajuste por inflación y la medida de su incidencia concreta en el impuesto resultante.

En consecuencia, sin expedirse sobre el fondo de la cuestión ordenó devolver el expediente al TFN para que dicte un nuevo pronunciamiento. Ante esta resolución de la Cámara, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. procedió a presentar un Recurso Extraordinario Federal para ante la Corte Suprema en base a los siguientes fundamentos:

1. La existencia de la sentencia favorable de la propia Corte Suprema en la acción declarativa.
2. Las pericias producidas en ambas causas.
3. El hecho que la prueba pericial consistió en solicitar a los peritos de liquiden ellos el impuesto con ajuste por inflación (es decir, no se partió de la declaración jurada de la compañía).
4. La existencia de una determinación de oficio del propio fisco.
5. Cuestiones procesales vinculadas con la preclusión (es decir, el momento en el cual el fisco introdujo ciertos planteos y cuestionamientos al ajuste por inflación practicado).
6. El hecho que el TFN en su sentencia consideró adecuadamente la pericia.

Por las razones señaladas, la compañía considera que existen altas probabilidades que la Corte Suprema revoque el fallo de Cámara, deje firme el del TFN y con ello resuelva definitivamente la cuestión. Asimismo, en el hipotético caso que la Corte Suprema rechazare el recurso, el expediente sería devuelto al TFN para que dicte una nueva sentencia, es decir, la Compañía volvería al estado actual de la cuestión.

La Sociedad ha considerado prudente constituir una provisión total de USD 350.871,60 al 31 de diciembre de 2021 y de USD 490.152,44 al 31 de diciembre de 2020.

NOTA 42 – DOTACION

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados contratados a plazo indefinido.

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2021	Total Año 2020
Generación	178	363	2	543	543
Transmisión	38	62	0	100	98
Administración y Apoyo	155	68	0	223	205
Total	371	493	2	866	846

NOTA 43 – SANCIONES

En el ejercicio 2021 y 2020, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 44 – MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, emisiones a cuerpos de agua, monitoreo marino, monitoreos biológicos y otros que aseguran el control de sus operaciones, respetando la legislación vigente y adoptando estrictas regulaciones internas para el logro de objetivos en armonía con el medioambiente.

En Junio de 2006 las empresas del grupo EECL obtuvieron la certificación de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, otorgada por la empresa certificadora AENOR. A partir de esa fecha el Sistema de Gestión es auditado anualmente donde el ente externo AENOR verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto a los modelos normativos certificados. Adicionalmente EECL ha homologado todos los cambios que han presentado las normas en el último tiempo, incorporando entre otros los conceptos de ciclo de vida. En junio 2021, se realizó una nueva auditoría anual de mantención del Sistema de Gestión con AENOR, identificándose algunas no conformidades menores y presentándose un plan de acción correctivo, siendo aceptado por la casa certificadora.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos y solares, encontrándose algunos en proceso de evaluación ambiental, otros aprobados ambientalmente o en etapa de construcción. En septiembre 2019 se informó a la autoridad ambiental el inicio de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto Solar Tamaya. Por otra parte, durante este 2do trimestre 2021 se informó la reconversión de las unidades CTA y CTH las cuales operarán con 100% biomasa y la unidad IEM la cual operará con 100% gas natural. Las Declaraciones de Impacto Ambiental de ambos proyectos han sido presentadas en el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta y actualmente están en proceso de evaluación ambiental. En diciembre 2021 se obtuvo la operación comercial del parque eólico Calama. Por otra parte, la desconexión programada de las unidades N°14 y N°15 de Central Tocopilla para diciembre 2021 ha sido postergada para fines de junio del 2022 debido a un requerimiento de la Comisión Nacional de Energía.

La norma de emisiones de centrales termoeléctricas que regula material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno se ha cumplido en todas las unidades generadoras, ya que todas cuentan con sistemas de abatimiento de emisiones, los cuales son inspeccionados y mantenidos regularmente. Estos sistemas son:

- Filtros de mangas / Precipitadores Electroestáticos para el control de las emisiones de material particulado
- Desulfurizadores para el control de las emisiones de dióxido de azufre mediante la incorporación de cal hidratada y/o bicarbonato de sodio en las unidades con calderas de carbón pulverizado e incorporación de caliza en las unidades con calderas del tipo lecho fluidizado.
- Quemadores de Baja emisión de NOx en las unidades existentes y un sistema catalítico con inyección de amoníaco en la nueva unidad IEM para el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Todas las unidades generadoras cuentan con CEMS certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Estos equipos cuentan con un programa de aseguramiento de calidad con verificaciones diarias, trimestrales y anuales. Los ensayos anuales son ejecutados por laboratorios autorizados y sus resultados permiten validar el CEMS por un año más. En mayo 2019 se obtuvo la resolución de certificación del CEMS de la nueva unidad CTM7 (IEM). Las validaciones anuales de los CEMS correspondientes al año 2021 ya han sido ejecutadas, encontrándonos a la espera de los informes de validación. A la fecha todos los CEMS cuentan con resoluciones de la SMA.

En relación al pago de impuestos verdes (Ley 20.780) todas las unidades generadoras afectas cuentan con resolución de la SMA que aprueban los métodos de cuantificación de emisiones para el pago de impuestos, identificándose métodos de medición directa (CEMS) y métodos indirectos (estimaciones) donde no existen CEMS certificados por la SMA. Las emisiones reportadas para el año 2020 ya han sido informadas a la Superintendencia del Medio Ambiente y el monto cancelado al Servicio de Impuestos Internos corresponde a USD 21.168.032.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019, siempre que estuviese finalizado el proyecto de la interconexión eléctrica Polpaico - Cardones. El retiro efectivo de estas unidades se concretó con fecha 7 de junio 2019 y actualmente éstas unidades están siendo desmanteladas. En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidades de respaldo) y dado su despacho discontinuo, se ha comunicado al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) que estas unidades no operarán más del 10% de las horas del año (máximo 876 horas) para eximirse del cumplimiento del límite de emisión de NOx. No obstante, sus emisiones se estiman en forma horaria mediante el uso de métodos alternativos y se reportan a las autoridades ambientales. La SMA determinó cumplimiento de la norma de emisión para todas las unidades generadoras del Complejo Termoeléctrico de Tocopilla y para las unidades CTA y CTH para el año 2020. El cumplimiento de las unidades CTM1-2, CTM3 e IEM para el año 2020 aún no ha sido informado por la SMA y se espera para los próximos meses el resultado.

Durante el año 2020, las autoridades ambientales efectuaron 11 fiscalizaciones presenciales (6 Superintendencia del Medio Ambiente -SMA y 5 SEREMI Salud) y 20 "Exámenes de Información". Los resultados de las fiscalizaciones realizadas por la SMA solo identificó observaciones menores y en el caso de las fiscalizaciones sanitarias se iniciaron 2 sumarios sanitarios, identificando desviaciones en el control operacional de residuos (Central Tocopilla - septiembre 2020) y manejo de sustancias químicas (Central Mejillones diciembre 2020). Todas las desviaciones han sido o están en proceso de corrección. Para ambos sumarios se presentaron informes de descargo. En el 1er trimestre 2021 la autoridad sanitaria determinó una multa de UTM 100 por las desviaciones identificadas en Central Tocopilla la cual ya fue cancelada y para el sumario sanitario de Central Mejillones determinó una multa inicial de UTM 200, la cual fue apelada mediante un recurso de reposición y cancelando finalmente UTM 150. En el periodo enero a diciembre 2021 las autoridades han efectuado 13 fiscalizaciones presenciales (8 Superintendencia del Medio Ambiente -SMA y 5 SEREMI Salud) y 10 "Exámenes de Información". Estos procesos están en desarrollo por las autoridades.

La Sociedad, el día 13 de agosto del año 2021 tuvo un incidente socio ambiental por una emisión visible de ceniza desde la unidad N°1 de Central Térmica Mejillones. El evento fue controlado y recuperado casi la totalidad del material derramado. Este evento fue informado a la Superintendencia del Medio Ambiente, la cual efectuó un requerimiento de información adicional. Actualmente este incidente está en investigación por la SMA, no existiendo a la fecha nuevos requerimientos de información o diligencias asociadas a este evento.

Con fecha 05 de febrero de 2020, la filial Eólica Monte Redondo SpA ha sido notificada de demanda por daño ambiental, Juicio de reparación del daño ambiental seguido ante el Tercer Tribunal Ambiental bajo el Rol D-33-2017, caratulado Jaime Antonio Llanos Agurto y Otros con Eólica Monte Redondo. La demanda obedece al florecimiento algal registrado durante los meses de verano en el reservorio del río Laja producto de la disminución del caudal, el aumento de temperatura ambiental y el contenido de nutrientes en la columna de agua. No han existido nuevas gestiones del tribunal respecto de la demanda notificada. La empresa ha realizado monitoreos ambientales enfocados en entender las causas del problema, monitoreos participativos con integrantes de la comunidad e investigado nuevas medidas de prevención y mitigación del florecimiento algal. Algunas de estas medidas han sido probadas a escala piloto y se continúan evaluando nuevas medidas de prevención. Anualmente, los resultados de los monitoreos y medidas de control evaluadas son informados a las autoridades ambientales. En la temporada estival 2020 - 2021 se instalaron 2 boyas ultrasónicas las cuales presentaron reducción del florecimiento algal en el área de influencia definida. Para la temporada estival 2021 - 2022 se incorporaron 3 nuevas boyas ultrasónicas, totalizando 5 boyas en el reservorio de la Central, las cuales están instaladas desde diciembre 2021 y se mantendrán por toda la temporada estival.

NOTA 45 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2021, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	34.555	26.701	61.256	5.391	0	5.391	14.524	466
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	30.833	71.985	102.818	7.268	18.898	26.166	36.909	9.854
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	7.182	43.371	50.553	499	10.126	10.625	7	(8.212)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	74.236	627.915	702.151	45.835	304.926	350.761	174.956	21.546
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	7.468	41.360	48.828	27.708	15.585	43.293	4.845	(941)
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	50.576	288.520	339.096	65.755	54.525	120.280	169.667	3.852
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	10.659	34.164	44.823	1.034	5.257	6.291	4.952	1.804
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	46	0	46	0	8
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	139	0	139	0	26
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	139	0	139	0	26
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	24.529	66.068	90.597	3.477	13.110	16.587	27.589	4.165

La información financiera al 31 de diciembre de 2020 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina S.A.	100,00%	32.596	29.882	62.478	7.099	0	7.099	13.629	3.331
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	74.976	84.698	159.674	37.942	22.415	60.357	46.945	28.823
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	13.099	48.907	62.006	2.375	11.491	13.866	1.255	(7.122)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	76.065	660.756	736.821	46.934	360.043	406.977	152.183	17.592
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	12.922	29.669	42.591	24.622	12.209	36.831	14.231	2.391
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	33.236	312.299	345.535	24.925	165.646	190.571	113.508	(15.317)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	7.158	35.420	42.578	535	5.315	5.850	3.868	2.519
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	54	0	54	0	(7)
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	165	0	165	0	(7)
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	165	0	165	0	(7)
76.412.401-4	PV Coya SpA	100,00%	3	1.971	1.974	86	0	86	0	(10)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	9.454	99.377	108.831	2.266	36.557	38.823	14.183	14.754

NOTA 46 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2022 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados que afecten la presentación de los mismos.

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

a) Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2021			Porcentaje de Participación Año 2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.019.239-2	Eolica Monte Redondo SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	78,9146	21,0854	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA (*)	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.267.537-4	Solairdirect Generación IX SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.968-0	Solairdirect Generación VI SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

(*) Ver nota 5.1 Adquisición de Filiales

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31/12/2021 Directo	31/12/2020 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.

ANEXO 2 - DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	211.149	217.926
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	4.045	17.250
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	3	52
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	492	22
Otros activos financieros Corriente	USD	0	54
Activos por impuestos corrientes	USD	23.630	29.927
Activos por impuestos corrientes	\$ no reajutable	7	7
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	264	0
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	3.516	2.730
Inventarios corrientes	USD	154.803	73.950
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	60	16
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	9	52
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	6.360	742
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	Peso Argentino	0	2
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	34.311	7.055
Otros activos no financieros	USD	12.212	7.345
Otros activos no financieros	Peso Argentino	283	63
Otros activos no financieros	Euro	76	397
Otros activos no financieros	Otras Monedas	0	34
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	154.979	96.595
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	10.027	10.630
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	6	17
Activos No Corrientes			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	85.581	139.868
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	20	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	14.161	21.726
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	1	1
Otros activos no financieros no corriente	USD	25.600	15.900
Otros activos no financieros no corriente	UF	147	166
Activos por impuestos diferidos	USD	20.265	21.547
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	108.906	81.608
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	188.532	204.825
Plusvalía	USD	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	USD	2.746.143	2.668.897
Activos por derecho de uso	USD	168.175	76.457
	USD	3.945.595	3.682.466
	\$ no reajutable	51.967	37.689
Subtotal	Euro	79	449
	UF	176	238
	Peso Argentino	1.045	104
	Otras Monedas	0	34
Activos, Total		3.998.862	3.720.980

Pasivos		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
		31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	569	32	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	5.710	7.569	1.146	1.042
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	63	907	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	577	182	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	Peso Argentino	0	(293)	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	0	0	3.672	10.454
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	4.809	12.022	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	13	7	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	264	265	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	2.223	7.676	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	49.481	24.269	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	126	1.369	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	292	116	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	206.553	165.707	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	4.088	6.145	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	0	1.859	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	11.753	15.524	0	0
Otros pasivos financieros	USD	44.660	13.784	55.085	50.496
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	164	158
Pasivos por arrendamientos corrientes	\$ no reajutable	10	146	30	443
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	2.388	1.134	3.321	2.011
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	176	204	132	147
	USD	257.271	187.409	60.067	62.150
	\$ no reajutable	66.622	51.993	30	443
	Euro	2.800	7.858	0	0
Subtotales	UF	6.539	8.186	3.321	2.011
	Yen	0	1.859	0	0
	Peso Argentino	305	(170)	0	0
	Otras Monedas	302	1.573	132	147
Pasivos Corrientes, Total		333.839	258.708	63.550	64.751

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD	31/12/2021 kUSD	31/12/2020 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	11.571	11.571	12.523	12.523	194.280	178.588
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	3.530	3.210	4.272	3.884	45.618	47.854
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	0	0	350.781	341.372	607.262	489.626
Pasivos por arrendamientos	USD	704	677	518	498	1.660	1.924
Pasivos por arrendamientos	\$ no reajutable	58	116	0	0	0	0
Pasivos por arrendamientos	UF	11.153	7.330	7.194	5.289	116.538	58.567
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	829	927	592	663	1.705	2.350
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	47	69
Otras provisiones no corrientes	USD	16.996	20.386	11.757	9163	29.442	32.379
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	351	490	0	0	0	0
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	81	57	0	0	0	0
	USD	32.882	35.901	379.851	367.440	878.262	750.371
	\$ no reajutable	58	116	0	0	47	69
Subtotal	UF	11.153	7.330	7.194	5.289	116.538	58.567
	Peso argentino	351	490	0	0	0	0
	Otras monedas	829	927	592	663	1.705	2.350
Pasivos No Corrientes, Total		45.273	44.764	387.637	373.392	996.552	811.357



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

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

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Engie Energía Chile S.A. y filiales

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Engie Energía Chile S.A. y filiales, que comprende el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2021 y 2020, y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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



Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Engie Energía Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Marek Borowski
EY Audit SpA

Santiago, 25 de enero de 2022

DocuSign Envelope ID: 52495D5C-56E0-4DBC-9965-C9807C1C9709



DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

RUT : 88.006.900-4

RAZON SOCIAL : ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

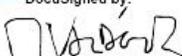
Estados financieros bajo IFRS	<u>X</u>
Análisis Razonado	<u>X</u>
Hechos Relevantes	<u>X</u>
Declaración de responsabilidad	<u>X</u>

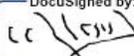
Nombre	Cargo	Rut
Frank Demaille	Presidente	26.890.321-6
Cristian Eyzaguirre	Director	4.773.765-6
Mauro Valdes	Director	7.011.106-3
Claudio Iglesias	Director	7.289.154-6
Anibal Prieto	Director	9.387.791-8
Marc Vestraete	Director	26.361.271-K
Hendrik De Buyserie	Director	EP986324
Axel Levêque	Gerente General	14.710.940-7

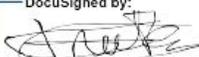
DocuSigned by:
Frank Demaille
D9A8E2F23FA4428...

DocuSigned by:

42B905A75F21450...

DocuSigned by:

E9D3FAFAAC6D4C6...

DocuSigned by:

27FC87A0AEB428...

DocuSigned by:

049384F77DF94AE...

DocuSigned by:
Marc Verstraete
B90D89E13D784D3...

DocuSigned by:
Rik De Buyserie
C3FE72917A4042E...

DocuSigned by:
Axel Levêque
33B861437C44446...

Fecha: 25 de enero de 2022



Coordinación de este Reporte:

Gerencia de Sostenibilidad ENGIE Energía Chile

Gerencia de Finanzas ENGIE Energía Chile

Redacción, asesoría en pautas GRI y diseño gráfico:

Plus Comunica (www.pluscomunica.cl)