



REPORTE
integrado

2018



Memoria Anual

RAZÓN SOCIAL:

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

DOMICILIO LEGAL:

AVENIDA APOQUINDO N° 3721,
PISO 6, 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:

DELOITTE AUDITORES Y CONSULTORES LTDA.

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:

ESTUDIO PRIETO & CÍA.

DIRECCIONES :**OFICINA CENTRAL:**

AVENIDA APOQUINDO N° 3721, PISO 6, LAS CONDES,
SANTIAGO, CHILE.

TELÉFONO: (56-2) 2353 3201

FAX: (56-2) 2353 3210

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

(56-2) 2783 3307

REPORTE
integrado
2018



Índice



1 VISIÓN CORPORATIVA

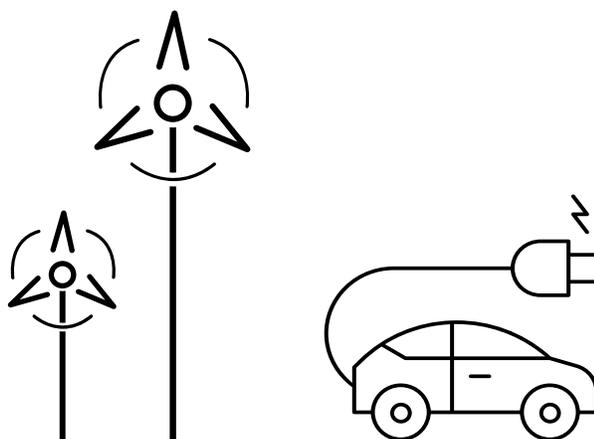
Carta del Presidente **8**
Mensaje del Gerente General **10**

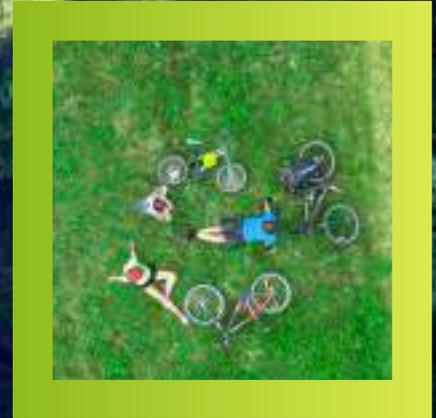
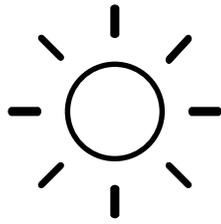
2 SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

PERFIL DE LA COMPAÑÍA:
ENGIE Energía Chile en Cifras **14**
Principales Hitos **16**
Propiedad y Gobierno Corporativo **18**
Directorio **22**
Equipo Ejecutivo **30**
Premios y Reconocimientos **33**

3 NUESTRO NEGOCIO

Estrategia de Negocios **36**
Nuestras Operaciones **38**
Cadena de Valor **40**
Mercado en el que Operamos **42**
Marco Regulatorio **44**
Desempeño del Negocio **45**
Desempeño Económico **57**
Gestión de Riesgos **60**





4 ESTRATEGIA DE SOSTENIBILIDAD

- Modelo de Sostenibilidad **66**
- Grupos de Interés **70**
- Canales de Comunicación **72**
- Avances de Sostenibilidad **73**
- Valor Generado y Distribuido **74**

5 TEMAS RELEVANTES

- Seguridad y Salud Ocupacional **78**
- Desarrollo de Proveedores **83**
- Gestión Ambiental **86**
- Innovación y Digitalización **95**
- Una Cultura para los Nuevos Desafíos **98**
- Desarrollo y Aprendizaje **100**
- Diversidad y Equidad de Género **108**
- Relación con las Comunidades **112**

6 METODOLOGÍA Y ANEXOS

- Alcance **118**
- Materialidad **120**
- Índice GRI Standards **122**
- Antecedentes Legales **128**
- Malla Societaria **134**
- Información sobre Hechos Relevantes o Esenciales **144**
- Declaración de Responsabilidad **147**

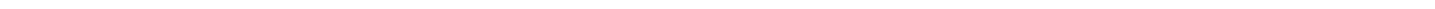
7 ESTADOS FINANCIEROS

- Estados Financieros **148**

1

VISIÓN *corporativa*

Nuestra aspiración es convertirnos en una empresa sostenible, con pasión por los resultados y que contribuye a la transformación energética del país.





#ENGIEHarmonyProject

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

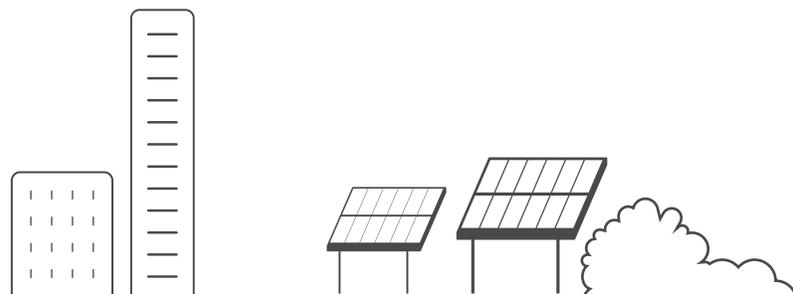


Señores accionistas:

Comienzo esta entrega de resultados de 2018 destacando los logros obtenidos por la compañía en el ejercicio, los cuales responden a nuestra determinación de integrar los temas de sostenibilidad en el negocio, convencidos de que esa es la vía para crecer en nuestro mercado y, al mismo tiempo, contribuir a crear un mejor lugar para vivir.

Con esa visión, durante el último año continuamos avanzando en nuestro desafío de liderar el proceso de transición energética del país, gestionando desde la innovación los desafíos y oportunidades para nuestro negocio.

“Uno de los focos estratégicos del año fue el inicio de nuestro proceso gradual de descarbonización. Además, renegociamos tres importantes contratos con clientes del sector de la minería”.





“Contar con una matriz energética constituida principalmente por energías renovables requiere tiempo y responsabilidades compartidas”.

Un foco estratégico fue el inicio de nuestro proceso gradual de descarbonización, que incluye rediseñar y simplificar nuestro portafolio. Así, anunciamos un plan de rotación de nuestros activos que considera incorporar 1GW en energías renovables. De la misma forma, renegociamos importantes contratos con clientes del sector de la minería. Los nuevos acuerdos, junto con extender su vigencia, posibilitan avanzar en el recambio de nuestro portafolio.

Con cada una de estas acciones afianzamos nuestro compromiso con la agenda país de mitigar los efectos del cambio climático y de aportar, de forma consistente, en la reducción de la huella de carbono. Bajo esta mirada, contar con una matriz energética constituida principalmente por energías renovables requiere tiempo y responsabilidades compartidas.

Dentro de los logros financieros, en 2018 alcanzamos ingresos operacionales por US\$1.275 millones, lo que representa un aumento de 21% respecto del año anterior; un EBITDA de US\$376 millones, 36% mayor que el de 2017, y una utilidad US\$103 millones, un 1% superior que la del ejercicio pasado.

En estos favorables resultados incidieron distintos factores, entre los que se cuentan el fortalecimiento de una estrategia dirigida a responder las necesidades específicas de nuestros clientes y la expansión hacia el sector industrial de nuestra oferta energética diversificada, junto con soluciones eficientes de almacenamiento, optimización y eficiencia energética.

También contribuyeron en forma decisiva el inicio del contrato de suministro con 26 distribuidoras eléctricas del centro-sur del país, así como el desempeño y cumplimiento de las metas de TEN S.A., los ahorros en eficiencia y nuevos negocios en transmisión, entre otros avances.

Pongo a su disposición el tercer Reporte Integrado de ENGIE Energía Chile, que integra la Memoria y los Estados Financieros correspondientes al ejercicio 2018 y el Reporte de Sostenibilidad, elaborado de acuerdo con los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI). De esta manera, a través de este informe damos cuenta de nuestro desempeño anual en las tres dimensiones: económica, social y ambiental.

Philip De Cnudde
Presidente Directorio
ENGIE Energía Chile

MENSAJE DEL GERENTE GENERAL

Señores accionistas:

Para ENGIE Energía Chile 2018 fue un año trascendental, marcado especialmente por los avances de nuestra estrategia corporativa orientada a liderar la transición energética del país.

En concordancia con la visión de ENGIE a nivel mundial, en 2018 comunicamos públicamente nuestra decisión de no construir nuevas plantas a carbón, además de un desafiante plan de inversiones en generación de energías renovables. En los últimos meses del año, avanzamos a paso firme en esta ruta. Recibimos los primeros permisos ambientales (RCA) para los proyectos renovables del Parque Eólico Calama y la Planta Solar Capricornio, ambos en la Región de Antofagasta, y solicitamos el cierre de las unidades 12 y 13 de Tocopilla. Esta evolución fue posible a raíz de las renegociaciones de varios contratos que mantenemos con tres de nuestros principales clientes mineros, ofreciéndoles un paso relevante en su agenda propia de descarbonización y sostenibilidad, lo que a la vez nos permitió viabilizar nuestro plan de inversiones en generación de energías renovables.

En la misma línea, y sumamente relevante, trabajamos estrechamente con el Ministerio de Energía en la mesa de retiro y reconversión de activos de carbón, en un esfuerzo común de distintos actores por avanzar hacia la descarbonización de nuestra matriz energética. El proceso está en marcha, y aunque participamos convencidos de que es el camino correcto, también sabemos que este tránsito

debe ejecutarse de forma responsable y justa para todos los involucrados, otorgando la seguridad necesaria para el sistema energético.

En este contexto se enmarca el cierre de las unidades 12 y 13 de la Central Térmica de Tocopilla, previsto para el primer semestre de 2019 en la medida que se cumplan algunas condiciones, como la puesta en marcha de la línea ISA, de InterChile. Para cumplir de forma responsable con este desafío, trabajamos fuertemente en programas de movilidad y empleabilidad que nos permitieron, con un año de antelación, reubicar a gran parte de los trabajadores de estas plantas en nuestras operaciones de Mejillones.

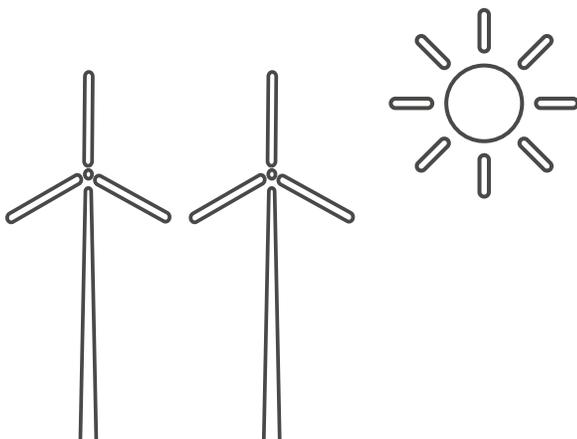
NUEVOS CLIENTES

Uno de los logros de 2018 consistió en una diversificación de nuestra cartera de clientes, lo que nos ha permitido ofrecer nuestras soluciones a un nuevo grupo de empresas medianas y pequeñas, además de los clientes mineros e industriales históricos.

También dimos inicio a los contratos de suministro de electricidad con las distribuidoras de la zona centro-sur del país. Estos PPA involucran una demanda de consumo que creemos que será superior a la proyectada inicialmente, por lo que estamos seguros que fortalecerán el crecimiento de la compañía en los próximos años.

En el ámbito de transmisión, por su parte, nos adjudicamos tres de los seis proyectos nacionales licitados durante el período.

Asimismo, celebramos el primer año de operaciones de la empresa TEN S.A. -que controlamos en partes iguales con Red Eléctrica de Chile- con la satisfacción de haber cumplido con todas las metas de disponibilidad y gestión operativa que nos habíamos propuesto.



“En 2018 comunicamos nuestra decisión de no construir nuevas plantas a carbón, además de anunciar un desafiante plan de inversiones en generación de energías renovables”.

ORGANIZACIÓN

En la dimensión organizacional, nuestro trabajo en 2018 tuvo entre sus principales ejes el fortalecimiento de los sistemas de control de la compañía en materia de seguridad.

Este foco lo asumimos como un desafío prioritario tras el lamentable fallecimiento de uno de nuestros trabajadores en las instalaciones de Mejillones, y la detección de varios eventos subestándares que detectamos a lo largo del ejercicio.

Estos hechos nos llevaron a establecer una política de Tolerancia Cero con el incumplimiento de los procedimientos y a asignarle máxima relevancia a la mejora y uniformidad de las conductas y procesos con impacto en la seguridad.

COMUNIDAD Y MEDIO AMBIENTE

En lo que respecta a nuestra gestión responsable, fortalecimos nuestros compromisos con los desafíos globales y nacionales en materia de sostenibilidad. Realizamos una revisión de nuestras prioridades estratégicas y, como resultado, concluimos que 13 de los 21 KPI de la empresa se asocian de forma clara con 6 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) de la Agenda 2030 de la ONU.

En nuestra gestión territorial, fue significativo el trabajo que desarrollamos en Tocopilla para abordar la reconversión social y económica de la localidad. También, lo realizado para garantizar la plena viabilidad social y ambiental de los proyectos de energías renovables que estamos explorando a lo largo del territorio.



A estos hitos sumaría en el plano ambiental dos hechos de enorme importancia: haber cerrado el ejercicio sin recibir ninguna sanción por incumplimiento normativo y la significativa disminución de nuestra huella de carbono respecto de los años anteriores.

En este tercer Reporte Integrado que tengo el agrado de presentarles, podrán encontrar los detalles de nuestra gestión y de la ruta que hemos construido para el futuro.

En un mundo de cambios constantes y vertiginosos, que exige a las compañías compromisos cada vez más concretos con los retos globales en materia económica, social y ambiental, en ENGIE Energía Chile seguiremos apostando por ser protagonistas de la transformación energética, siempre con el enfoque distintivo orientado a trabajar por un progreso en armonía junto a los distintos actores de nuestro entorno.

Axel Levêque
Gerente General
ENGIE Energía Chile

2

SOMOS ENGIE *Energía Chile*

Nos estamos adaptando para ser protagonistas del proceso de descarbonización que impulsa el país.





#TransiciónEnergética

ENGIE Energía Chile CIFRAS 2018

ENGIE Energía Chile es 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 los sectores industrial, minería y de distribución eléctrica, tanto del norte como de la zona centro y sur del país.

En 2018, nuestros principales resultados fueron:

INGRESOS OPERACIONALES
MM US\$1.275

EBITDA
MM US\$376

GANANCIAS
MM US\$103

INVERSIONES
MM US\$225

GENERACIÓN ELÉCTRICA

- **CUARTO** operador en generación
- **9.729 GWh** en ventas de energía
- **1.928 MW** de capacidad instalada bruta

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

- **TERCER** operador en transmisión
- **2.293 kilómetros** de líneas de alta y media tensión operadas
- **22 subestaciones** operadas con una capacidad de 844 MVA
- **50% de participación en TEN S.A.:** 600 km, 550 KV

GAS

400
millones de
m³ de gas
transportados en 2018.



2
PUERTOS OPERADOS:
Tocopilla y Andino



ENGIE Energía Chile y los ODS (*)

13 de los 21 KPI de la empresa se asocian de forma clara con 6 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.



(*) Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Objetivos Mundiales, forman parte de la agenda definida por la Organización de Naciones Unidas para resolver al año 2030 los principales problemas sociales, económicos y ambientales que afectan a la humanidad. Desde esa perspectiva, representan un llamado universal a la adopción de medidas para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad. Ver más en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Colaboradores en 2018 (*) **886**



*Esta cifra incluye dotación con contrato a plazo indefinido de ENGIE Energía Chile y TEN S.A.

KPI mujeres en cargos directivos



CAPACITACIÓN

51 HORAS Promedio de horas de capacitación por persona

PROVEEDORES

15 DÍAS Plazo promedio de pago para facturas de Pymes

1.390 Número total de proveedores durante el año

COMUNIDAD

US\$ 915.131 Inversión en Comunidad

20 COMUNAS Gestión territorial

GESTIÓN AMBIENTAL

1,7 MILLONES DE M³ huella del agua medida en 2018 para el período 2017

5,74 MILLONES DE TON DE CO₂ EQ huella de carbono medida en 2018 para el período 2017

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN:

ISO 9.001 | 14.001 | OHSAS 18.001

PRINCIPALES HITOS

2009

E-CL, anteriormente Edelnor, se fusiona con Inversiones Tocopilla I S.A. Como consecuencia de estas 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 todos 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.

**2015**

Proyecto Transmisora Eléctrica del Norte (TEN S.A.), 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 S.A.), 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 de las unidades 12 y 13 (85 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.

PROPIEDAD, GOBIERNO CORPORATIVO Y ÉTICA

SITUACIÓN DE CONTROL

ENGIE Energía Chile S.A. es controlada por la multinacional francesa ENGIE (ex GDF Suez) a través de la sociedad ENGIE Chile S.A., que posee 555.769.219 acciones, equivalentes al 52,76% de la propiedad de la compañía. El 47,24% restante, equivalente a 497.550.557 acciones, es controlado por AFP, inversionistas institucionales locales y extranjeros.

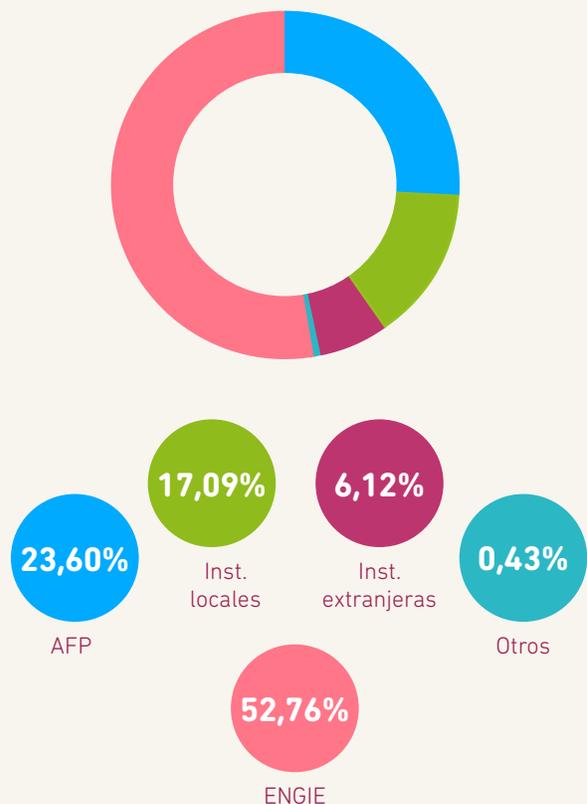
ENGIE Chile S.A. es una sociedad anónima cerrada chilena, cuyos únicos accionistas son International Power S.A., titular del 99,99% de las acciones emitidas por la compañía, y ENGIE Brasil Participacoes Ltda., titular del 0,01% restante.

ENGIE es un grupo internacional industrial y de servicios, protagonista del desarrollo sostenible, que aporta a las empresas, a las colectividades y a los particulares soluciones innovadoras para la energía y para el medio ambiente. Sus acciones están listadas en las bolsas de valores de Bruselas y París.

NÚMERO DE ACCIONISTAS
1.779

NÚMERO TOTAL DE ACCIONES
1.053.309.776

Estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2018



POLÍTICA DE GOBIERNOS CORPORATIVOS

ENGIE Energía Chile cuenta con un Código de Gobierno Corporativo que sistematiza las prácticas y formas de actuación de los distintos estamentos de la compañía. Enmarca las actuaciones de los directores, gerente general, gerentes corporativos y ejecutivos principales,

asegurando así el cumplimiento de estrictos estándares de control, ética y transparencia empresarial, en algunos casos, con exigencias mayores o adicionales a las establecidas en la ley.

GESTIÓN DE LA ÉTICA Y EL CUMPLIMIENTO

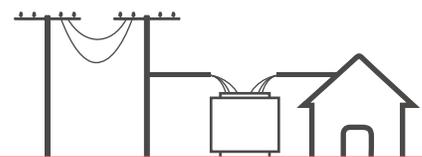
Con el fin de garantizar un desempeño corporativo alineado con los más altos estándares éticos y el pleno respeto por parte de la organización de las leyes y normas que regulan su actividad, ENGIE Energía Chile cuenta con un completo sistema de políticas y procedimientos internos cuyo cumplimiento es obligatorio para todos los colaboradores de la empresa.

Uno de los principales pilares de este marco interno es el Código de Conducta y Ética en los Negocios. Este documento establece los principios que deben regir los comportamientos de nuestros empleados y las limitaciones e incompatibilidades asociadas a sus funciones.

Enmarcado en la misión, visión y los valores de la compañía, el Código de Conducta y Ética en los Negocios regula, entre otros ámbitos, los conflictos de interés y oportunidades corporativas; la calidad de las divulgaciones públicas; la protección de información confidencial de propiedad de la empresa y el tratamiento de información privilegiada.

Además, norma aspectos como la conducta justa y equitativa, el acoso sexual, la interacción con el Gobierno y los organismos reguladores, y el cumplimiento tanto de las leyes sobre libre competencia como de los estándares de salud, seguridad y medio ambiente, entre otras dimensiones.

Con el fin de sensibilizar de forma permanente a los equipos con estas directrices, ENGIE Energía Chile envía a sus colaboradores periódicamente, a lo largo del año, breves videos didácticos en torno a estos contenidos. Estas cápsulas abordan principalmente aspectos relacionados con cómo hacer negocios y la forma de vincularse con terceros, y su revisión es obligatoria para quienes forman parte de la Gerencia de Abastecimiento.



Marco interno para la gestión de la ética y el cumplimiento

Código de Gobierno Corporativo

Código de Conducta y Ética en los Negocios

Reglamento Interno de Orden y Seguridad

Modelo de Prevención del Delito

Políticas que regulan operaciones con personas relacionadas

Este programa de e-learning se complementa con ciclos de charlas presenciales que desarrolla la Gerencia Corporativa Jurídico Legal en todas las operaciones de la compañía. En 2018, estos talleres estuvieron centrados especialmente en la prevención del acoso laboral y sexual.

Al respecto, cabe consignar, además, que ENGIE Energía Chile dispone de un Comité de Ética, que integran el Gerente General, la gerente Corporativa de Recursos Humanos y el Oficial Ético, cuyo objetivo es analizar y resolver las denuncias que los colaboradores puedan presentar respecto de eventuales incumplimientos o transgresiones al Código de Conducta y Ética en los Negocios.



PREVENCIÓN DEL DELITO

En el marco del programa de capacitaciones presenciales que efectúa la compañía en temas éticos y de cumplimiento, el área Legal también aborda contenidos relacionados con la Ley 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, para los delitos de cohecho, lavado de activos, financiamiento del terrorismo y receptación. Estos talleres son abiertos a todos los equipos, se replican en Santiago, Tocopilla y Mejillones, y tienen por finalidad reforzar los protocolos y procedimientos que se deben activar ante situaciones de esta naturaleza.

En 2018, por primera vez estas actividades se extendieron a contratistas y administradores de contrato de parte de los proveedores.

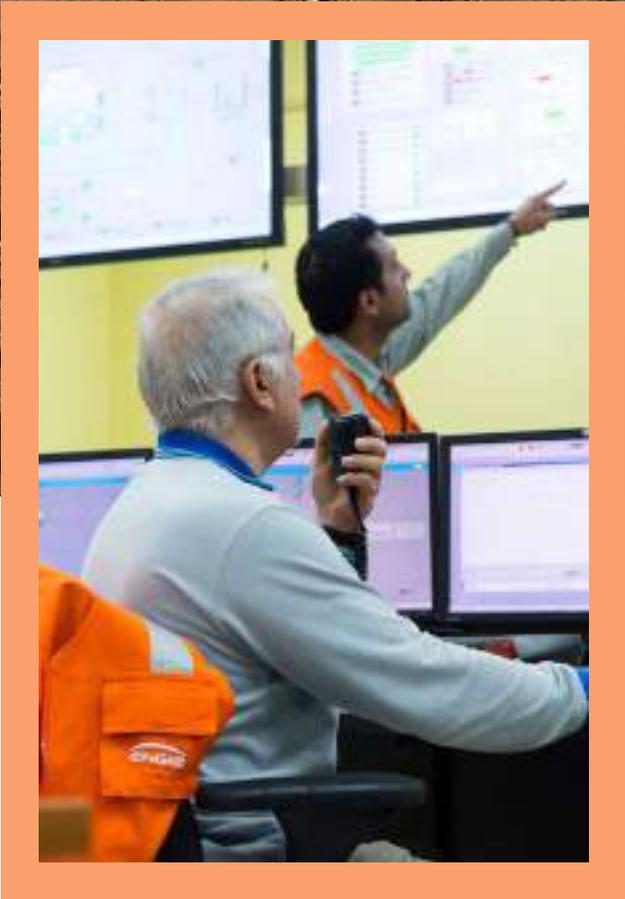
Con el fin de reforzar la cultura de integridad y cumplimiento, otras de las iniciativas impulsadas durante el año por la empresa fueron las siguientes:

- En enero de 2019, se capacitó a los directores tanto en el Modelo de Prevención de Delitos como en Libre Competencia y Anticorrupción.
- En estas últimas dimensiones, a nivel ejecutivo, se puso el foco en la capacitación para el área de Compras.

- Se elaboró una cápsula de capacitación e-learning sobre el Código de Ética que se lanzará en 2019 y un video para difundir el Modelo de Prevención de Delitos a nivel interno.
- Se revisaron las implicancias de la nueva Ley de Corrupción Privada, con miras a incorporar sus disposiciones en los planes de control, capacitación, gestión de riesgos, cumplimiento y prevención.
- En diciembre, se inició el proceso de auditoría para la recertificación del Modelo de Prevención de Delitos.

ENGIE Energía Chile y sus filiales se encuentran certificadas en la Ley 20.393 desde el año 2012.

En todas estas materias, además, la empresa responde a lineamientos de su matriz que en ocasiones son más estrictos que la ley vigente. En el caso de la relación con proveedores, por ejemplo, estos estándares imponen rigurosas revisiones de las empresas oferentes antes de una compra y restricciones para operar con compañías con antecedentes de sanciones o que provienen de países con los que la matriz, por norma europea, no puede negociar.



ENGIE Energía Chile y sus filiales se encuentran certificadas en la Ley 20.393 desde el año 2012.

Ética y cumplimiento en cifras



Denuncias y multas recibidas por incumplir la Ley 20.393.



Personas capacitadas en ética



Personas capacitadas en prevención de delitos



Empresas proveedoras capacitadas en ética y cumplimiento.

DIRECTORIO DE ENGIE Energía Chile



ESTRUCTURA DE GOBIERNO

La sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, con sus respectivos suplentes, que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El actual Directorio de la compañía fue elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2018.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó mantener para el ejercicio 2018 una dieta correspondiente a

160 UF en cada mes calendario para cada director y de 320 UF en cada mes calendario para el presidente del Directorio.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de director en la sociedad, salvo las que reciben los miembros del Comité de Directores por sus funciones en esa instancia.

1 Philip De Cnudde, Presidente
Ingeniero Civil
Rut: 24.667.863-4

2 Daniel Pellegrini, Director
Ingeniero Eléctrico Mecánico
Rut: 25.017.537-k

5 Pierre Devillers, Director
Abogado
Rut: 24.671.366-9

3 Hendrik De Buyserie, Director
Gestión de Recursos Humanos
Pasaporte Bélgica: EP 101719

6 Mauro Valdés, Director
Abogado
Rut: 7.011.106-3

4 Claudio Iglesias, Director
Ingeniero Civil Electricista
Rut: 7.289.154-6

7 Cristián Eyzaguirre, Director
Economista
Rut: 4.773.765-6



DIRECTORES SUPLENTES

Dante Dell'Elce, Contador, RUT: 14.694.620-8

Patrick Obyn, Abogado, RUT: 25.389.612-4 (Renunció el 11/12/2018)

Stefano Terranova, Economista, Pasaporte Italia: YA8043396

Pablo Villarino Herrera, Abogado, RUT: 9.904.494-2

Joaquín González Errázuriz, Abogado, RUT: 6.550.944-k

Ricardo Lira Matte, Ingeniero Civil Electricista, RUT: 6.379.576-3

Victoria Vásquez García, Ingeniero Comercial, RUT: 6.458.603-3



(*) Durante el ejercicio 2017, el Comité de Directores estuvo integrado por don Emilio Pellegrini Ripamonti, don Mauro Valdés Raczynski y don Cristián Eyzaguirre Johnston, todos ellos en calidad de directores independientes; siendo presidido por don Emilio Pellegrini Ripamonti, quien dejó de ser Director en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2018.

ASESORÍAS Y SERVICIOS

En relación al gasto en asesorías realizado por el Directorio, durante el período 2018, se contrataron las siguientes asesorías y servicios por la cantidad total de US\$ 106.875,62:

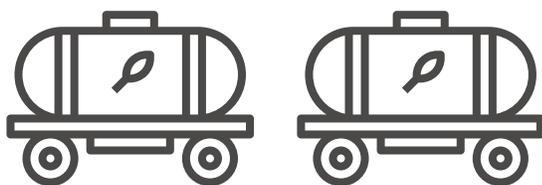
- **Honorarios Prieto Abogados:** US\$ 99.824,70
- **Alimentación:** US\$ 5.623,80
- **Insumos (gastos generales):** US\$ 1.427,82

GESTIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES

En cumplimiento de las normas del artículo 50 bis de la Ley 18.046, el Directorio de la Sociedad, en su sesión N° 571 celebrada el 24 de Abril de 2018, 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 2018, 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 2018.
- (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 de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores.
- (4) Revisó las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente.



OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, durante el año 2018 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:

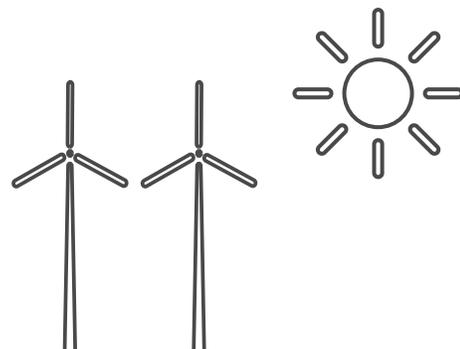
- 1 Celebrar con **Engie Services** un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos e instalaciones portuarias del sitio Mejillones, incluyendo las grúas de Puerto Andino, por un plazo de tres años (Sesión del Comité de fecha 30 de Enero de 2018).
- 2 Contratar los servicios de **Energy Consulting Services** como bróker o intermediario en la operación de la venta de 3,3 TBtu de gas a YPF, a cambio de una retribución equivalente al 5% del mayor valor que esta operación le reporte a EECL. (Sesión del Comité de fecha 30 de enero de 2018).
- 3 Aprobar venta de gas natural licuado regasificado a **ENARSA** durante el invierno de 2018, por la cantidad de hasta un cargo, en conjunto con **Engie Gas Chile SpA**, que se haría cargo de la gestión de comercialización y asumiría el riesgo de venta en Argentina. (Sesión del Comité de fecha 27 de febrero de 2018).
- 4 Celebrar con **Engie Services** un contrato de mantenimiento de la planta de agua de la Central Mejillones (Sesión del Comité de fecha 27 de marzo de 2018).
- 5 Dar su conformidad a la cesión de parte de **Engie S.A.** a Elf Aquitaine S.A.S., filial de Total S.A., de los contratos celebrados entre Engie S.A. y Engie Energía Chile S.A. para el abastecimiento de gas natural licuado, denominados Stock Purchase Agreement y Memorandum of Understanding. (Sesión del Comité de fecha 27 de Marzo de 2018).
- 6 Celebrar con **Engie Services** un contrato de operación y mantención de la planta de caliza de las unidades CTA y CTH, por un plazo de tres años (Sesión del Comité de fecha 30 de abril de 2018).
- 7 Autorizar la participación de la relacionada **Engie Global Markets** en ejecución en forma recurrente de operaciones de cobertura de riesgo de variación de los indicadores Brent y Henry Hub, mediante la contratación de derivados a través de una estructura competitiva "live". (Sesión del Comité de fecha 30 de abril de 2018).
- 8 Celebrar con **Suez** un contrato para la realización de los servicios de control de microfouling de aguas de mar, servicios que se llevarían a cabo como plan piloto en la unidad CTM3, por un plazo de tres meses. (Sesión del Comité de fecha 26 de junio de 2018).
- 9 Modificar el contrato marco que se mantiene vigente con **Engie Lab** para el soporte técnico y especializado en diferentes aspectos y disciplinas tecnológicas, en el sentido de: i) incrementar el presupuesto anual para los servicios objeto del contrato; y ii) ampliar el alcance del mismo a áreas distintas de la generación eléctrica. (Sesión del Comité de fecha 26 de junio de 2018).
- 10 Celebrar un contrato de subarrendamiento con **Engie Factory** para su startup Tuten, por un espacio disponible del piso 15 del edificio de Av. Apoquindo 3721. (Sesión del Comité de fecha 26 de junio de 2018).
- 11 Contratar por medio de **Eólica Monte Redondo S.A.** la servidumbre requerida por EECL para la construcción del proyecto de Subestación El Rosal. (Sesión del Comité de fecha 26 de junio de 2018).
- 12 Celebrar tres contratos de suministro eléctrico con empresas del **Grupo GTD** (GTD Teleductos S.A., Compañía Nacional de Teléfonos, Telefónica del Sur S.A. e Integradores de Tecnología y Sistemas S.A.), por un total de 15 MW y 72 GWh/año. (Sesión del Comité de fecha 26 de junio de 2018).
- 13 Celebrar un contrato de subarrendamiento con **Tractebel Engineering**, por un espacio disponible del piso 15 del edificio de Av. Apoquindo 3721. (Sesión del Comité de fecha 28 de Agosto de 2018).



- 14 Importar desde Argentina y comprar a **Energy Consulting Services (ECS)** la cantidad de hasta 7,7 TBtu. (Sesión del Comité de fecha 28 de Agosto de 2018).
- 15 Suscribir un acuerdo con **Engie Services** en relación con el proceso de licitación abierto por AES Gener para adjudicar la mantención de líneas de transmisión, consistente en el apoyo o traslado transitorio a Engie Services de hasta 4 supervisores de EECL y, el arriendo o uso de hasta un 5% de la capacidad de la flota de camiones de mantenimiento de transmisión. (Sesión del Comité de fecha 28 de agosto de 2018).
- 16 Celebrar con **Engie BU Generation Europe** un contrato piloto para la evaluación y reemplazo de la actual plataforma de historiador de planta, por un plazo de 4 meses. (Sesión del Comité de fecha 25 de septiembre de 2018).
- 17 Celebrar con **Tractebel Engineering** un contrato para la prestación del servicio de modelación de curvas de corrección para la unidad 16. (Sesión del Comité de fecha 30 de octubre de 2018).
- 18 Celebrar con **Engie Services** un contrato para el servicio de mantención preventiva y correctiva de los equipos de aire acondicionado de las centrales Mejillones y Tocopilla (Sesión del Comité de fecha 30 de octubre de 2018).
- 19 Celebrar con **Serpram** un contrato para la realización de mediciones de gases y material particulado en chimenea de la unidad IEM (Sesión del Comité de fecha 30 de octubre de 2018).
- 20 Celebrar con **Engie China** un contrato para la prestación del servicio de atestiguamiento en China de la prueba de rotura de aisladores de los interruptores de tanque muerto de la subestación Nueva Chuquicamata y subestación Calama (Sesión del Comité de fecha 30 de octubre de 2018).
- 21 Celebrar un contrato marco de prestación de servicios con **Engie Services** con cargo al cual la Sociedad pueda formularle una o más órdenes de trabajo para la realización de servicios de mantenimientos recurrentes no comprendidos en las áreas de especialización de EECL (Sesión del Comité de fecha 30 de octubre de 2018).



- 22. Contratar servicios administrativos con Accenture a través de **Engie GBS** para la integración de sistemas a nivel país con otras empresas del grupo Engie. (Sesión del Comité de fecha 30 de octubre de 2018).
- 23. Celebrar con **Eólica Monte Redondo S.A. y SolaireDirect** un contrato para la adquisición de atributos de ERNC y eventual certificación de generación verde, para el período 2018, por las cantidades equivalentes a 137.506 MW y 113.559 MW. (Sesión del Comité de fecha 27 de noviembre de 2018).
- 24. Celebrar con **Engie Services** un contrato para el suministro de productos ABB, Schneider, Telemecanique y Honeywell por un plazo de 3 años. (Sesión del Comité de fecha 27 de noviembre de 2018).
- 25. Celebrar con **Cofely** un contrato para la prolongación por un plazo de 12 meses de licencia blu.e en proyecto piloto en las unidades 14, 15 y 16, más la prestación del servicio de soporte adicional para la realización de talleres de optimización específicos. (Sesión del Comité de fecha 27 de noviembre de 2018).
- 26. Celebrar con **Engie Factory** un contrato de leasing de autos eléctricos y servicios asociados. (Sesión del Comité de fecha 27 de Noviembre de 2018).
- 27. Celebrar contrato de compra de licencias Microsoft para 979 usuarios por un plazo de 12 meses, bajo la modalidad de contrato corporativo entre **Engie S.A.** y Microsoft. (Sesión del Comité de fecha 27 de noviembre de 2018).
- 28. Celebrar con **Engie China Energy Technology Co** un contrato para el pago de servicio de inspección de suministro en fábrica. (Sesión del Comité de fecha 27 de Noviembre de 2018).
- 29. Modificar el contrato marco vigente con **Engie Lab** para el soporte técnico y especializado en diferentes aspectos y disciplinas tecnológicas, extendiendo su aplicación al año 2019 e incluyendo de nuevos servicios. (Sesión del Comité de fecha 27 de noviembre de 2018).
- 30. Celebrar con **Engie Factory** un contrato para su startup MuvSmart para el servicio de entrega y retiro de artículos varios utilizando vehículos eléctricos (Sesión del Comité de fecha 11 de diciembre de 2018).
- 31. Celebrar con **Engie IT** un contrato para la renovación de licencias CMR SalesForce, bajo la modalidad de contrato corporativo entre Engie IT y SalesForce, por un plazo de dos años. (Sesión del Comité de fecha 11 de diciembre de 2018).
- 32. Presentar a **Solairedirect** una oferta de compra de los parques fotovoltaicos Los Loros y Andacollo. (Sesión del Comité de fecha 11 de diciembre de 2018).



USO DE PRESUPUESTOS DE GASTOS

En relación con el presupuesto de gastos de funcionamiento del Comité aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 24 de abril de 2018 por la cantidad de 5.000 UF, el Comité de Directores hizo uso de éste mediante la contratación de las siguientes asesorías y servicios durante el período 2018, por la cantidad total de US\$ 80.816,17:

- **Honorarios Prieto Abogados:** US\$74.235,52
- **Asesorías Indecs Consulting Limited:** US\$6.580,65 (Asesoría y Benchmark de Seguros PDBI)

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

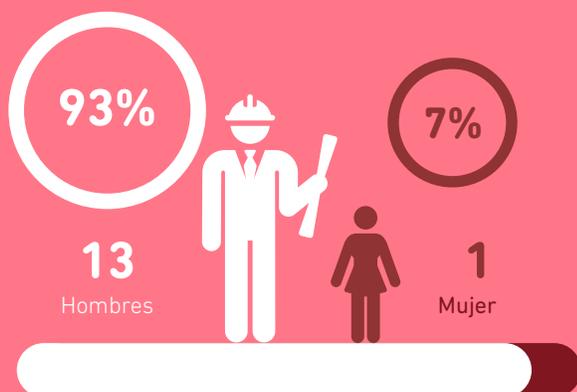
- 1 Con ocasión de la preparación del presupuesto, las Gerencias Corporativas respectivas deberán planificar los servicios que potencialmente podrían ser prestados por empresas relacionadas.
- 2 Al menos, trimestralmente, el gerente general presentará al Comité de Directores la lista de servicios referidos 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.
- 3 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 éste manifieste su opinión al respecto, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio así lo apruebe.
- 4 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.

- 5 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.
- 6 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.
- 7 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.
- 8 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.
- 9 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.

DIVERSIDAD en el Directorio (*)

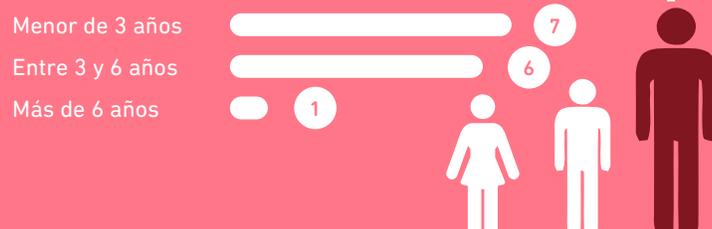
Directores por género



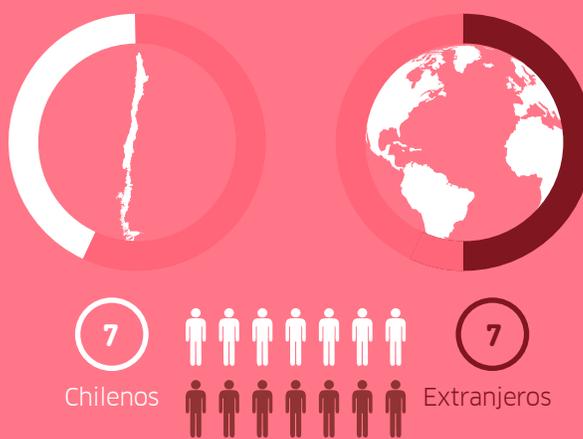
Número de personas por rango de edad



Número de personas por antigüedad



Directores por nacionalidad



(*) Cifras incluyen Directores titulares y suplentes.

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO

Director	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Cristián Eyzaguirre, Director	109	106
Emilio Pellegrini, Director (*)	29	106
Mauro Valdés, Director	109	106
Claudio Iglesias, Director	80	0

Los directores de la Sociedad señores Philip De Cnudde, Pierre Devillers, Daniel Pellegrini y Hendrik De Buyserie renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo.

(*) En la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 24 de abril de 2018 dejó su cargo de director el señor Emilio Pellegrini.

"Crecemos en armonía con los desafíos sostenibles del país".

EQUIPO EJECUTIVO

Luc Imschoot

**Gerente Corporativo
de Operaciones**

INGENIERO

Rut 24.690.560-6. En el cargo
desde mayo de 2018.

Beatriz Monreal

**Gerente Corporativo de Asuntos
Corporativos**

PERIODISTA

Rut 8.490.658-1. En el cargo
desde abril de 2015.

Andrea Cabrera

**Gerente Corporativo
de Recursos Humanos**

TRADUCTORA

Rut 10.335.476-5. En el cargo
desde septiembre de 2018.

Axel Levêque

Gerente General

INGENIERO

Rut 14.710.940-7. En el cargo
desde septiembre de 2014.

En junio 2018, los gerentes corporativos de Personas, Procesos y Tecnología, Nicky Vanlommel, y de Generación, David Liste, dejaron la sociedad para asumir los cargos de CEO en Engie Services Perú y Engie Services Chile, respectivamente. Sus cargos fueron asumidos por Andrea Cabrera y Luc Imschoot.

En agosto de 2018, dejó de pertenecer a la sociedad el gerente corporativo Comercial, Enzo Quezada. El 1 de noviembre de 2018, además, Demián Talavera asume la Gerencia General de la filial TEN S.A.

Carlos Arias
Gerente Corporativo de Negocios BTB

ECONOMISTA

Rut 24.004.550-8. En el cargo desde septiembre de 2018.

Aníbal Prieto
Gerente Corporativo Jurídico

ABOGADO

Rut 9.387.791-8. En el cargo desde abril de 2011.

Eduardo Milligan
Gerente de Finanzas y Servicios Compartidos

ECONOMISTA

Rut 25.672.615-7. En el cargo desde febrero de 2017.

Rodrigo Cuadros
Gerente Corporativo de Negocios Grandes Clientes

INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

13.234.609-7. En el cargo desde enero 2017.

DIVERSIDAD EN la Alta Dirección

Ejecutivos por género



Ejecutivos por antigüedad



Ejecutivos por rango de edad



Ejecutivos por nacionalidad



REMUNERACIONES EN LA ALTA DIRECCIÓN

Remuneraciones de gerentes y ejecutivos principales	31-12-2018 KUSD	31-12-2017 KUSD
Remuneraciones	2.634	2.637
Beneficios de corto plazo	695	248
Total	3.329	2.885

Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales, parte de las cuales son variables y se otorgan a través de bonos, los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la sociedad en el ejercicio. Además, incluyen indemnizaciones por años de servicio.

Para efectos comparativos, la remuneración del personal clave para los períodos 2018-2017 solo considera al gerente general y a gerentes corporativos.

PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS



Mejor programa y equipo de relación con inversionistas de Latinoamérica en el sector eléctrico

Fuimos reconocidos por segundo año consecutivo con este importante premio que otorga la revista Institutional Investor.

Tercer lugar en Índice de Sostenibilidad Corporativa

Esta clasificación, que elaboran ActionAbility Institute y revista Capital, reconoció a nuestra compañía por su liderazgo en la transición energética y por el acompañamiento que ha entregado a los clientes en este proceso.

TEN S.A. recibió el Premio Bianual de la Corporación de Bienes de Capital (CBC)

La distinción se otorgó al ser considerado Mejor Proyecto Terminado en 2016 y 2017: Línea de Interconexión.

Reconocimiento al Reporte Integrado 2017

Reporta Chile y Diario Financiero distinguieron nuestro informe anual por la calidad de su información.

3

NUESTRO *negocio*

En 2018, comunicamos públicamente nuestra decisión de no construir nuevas plantas a carbón y anunciamos un nuevo plan inversiones en generación de energías renovables de 1GW equivalente a US\$1.000 millones.



#HaciaLaDescarbonización



ESTRATEGIA DE NEGOCIO

ENGIE Energía Chile

desarrolla su actividad en línea con la estrategia de negocios del Grupo ENGIE, cuyo objetivo es liderar la Transición Energética a nivel global.

A partir de este plan, la compañía opera sobre la base de **cuatro focos prioritarios**, en cada uno de los cuales logró durante el año 2018 importantes avances.

Rediseñar y Simplificar el portafolio



NEGOCIACIÓN GLOBAL DE LOS PPA (CONTRATOS)

EN **2018**, SE RENEGOCIARON 3 IMPORTANTES CONTRATOS

RETIRO DE UNIDADES A CARBÓN ANTIGUAS:

- **Tocopilla:** Unidades 12 y 13 a partir de abril de 2019, sujetas a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE.
- **Mejillones:** Según la evolución del mercado.
- **Rotación de activos:** Optimizar el portafolio bajo en CO2 al momento de la comercialización, basada en una sólida cartera de clientes.

Pavimentar el camino para el futuro

ENERGY MANAGEMENT:

Desarrollo de un portafolio de productos y servicios aplicado a nivel de ENGIE Chile y soportado por la experticia de ENGIE.

IMPLEMENTACIÓN DE PILOTOS:

Baterías de hidrógeno, agua, DSM, Blu.e y solar.



Mejorar la eficiencia

LEAN
2018

>30 MUSD
DE AHORRO
ESTRUCTURAL

ADAPTAR LA COMPAÑÍA
PARA LA NUEVA
ESTRUCTURA Y
MERCADO.

COMPARTIR SERVICIOS Y/O
PROCESOS, ESTANDARIZACIÓN.

SAP HANA GO LIVE

Adaptar al Grupo

CULTURA
ALINEADA
CON LA
NUEVA
AMBICIÓN

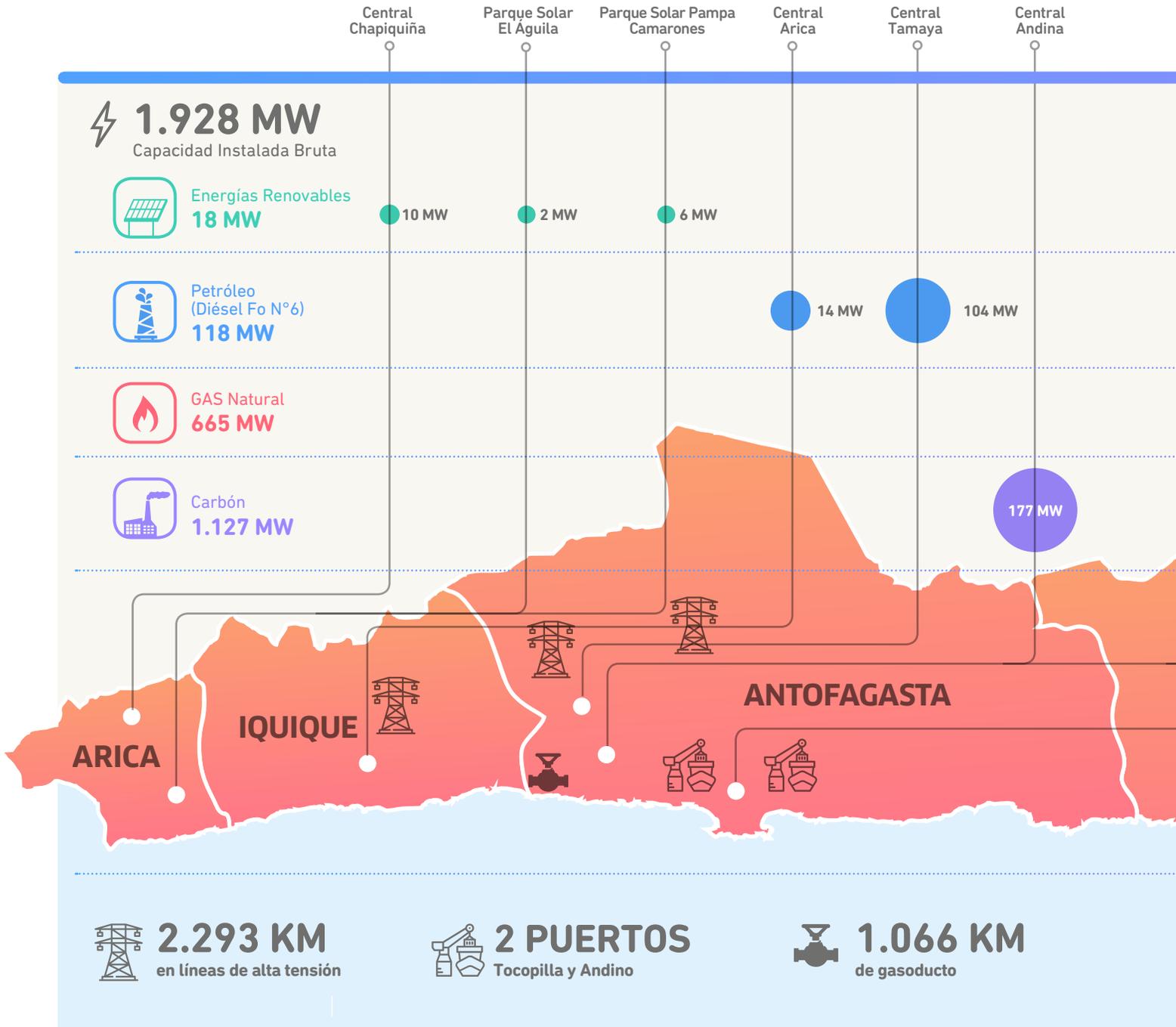
TOTAL
INMERSIÓN CON
LOS GERENTES,
PROGRAMA
CO-LEADERS.

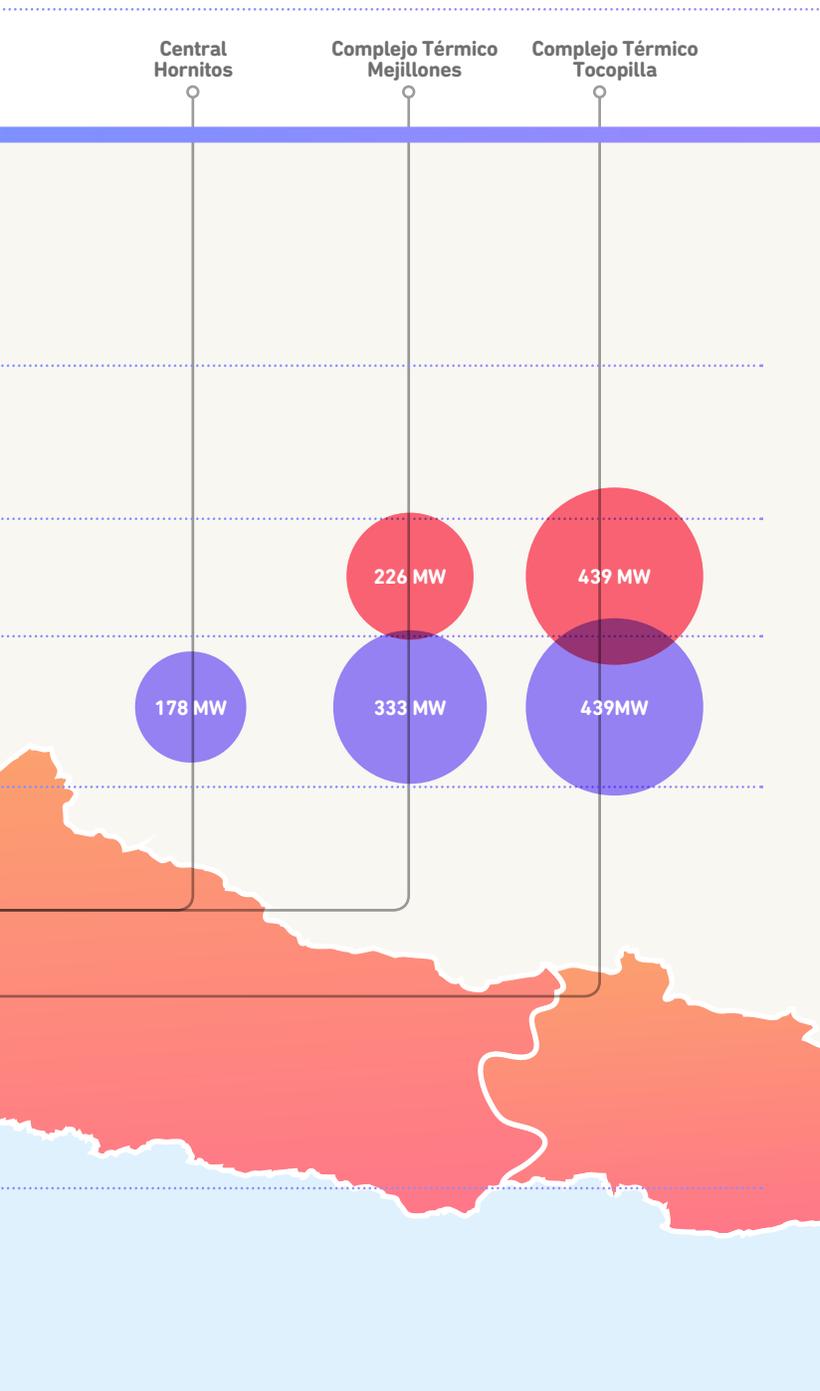


DESARROLLAR UNA
CULTURA DE INNOVACIÓN Y
MENTALIDAD DIGITAL

NUESTRAS OPERACIONES

Al cierre de 2018, la capacidad instalada bruta de ENGE Energía Chile era de 1.928 MW, distribuida en unidades de negocios en el norte del país. Adicionalmente, están en construcción 375 MW.

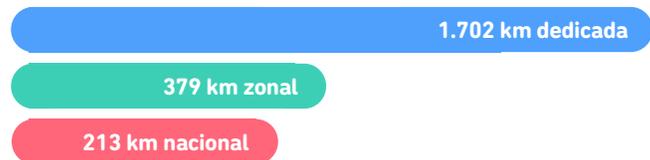




TRANSMISIÓN

La compañía opera un total de 2.293 km de líneas de transmisión de Alta Tensión, de las cuales un 92% son de su propiedad. Adicionalmente, opera 98 km de líneas de transmisión de Media Tensión.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



TEN S.A.

ENGIE Energía Chile controla el 50% de TEN S.A. La línea tiene un voltaje de 550 KV y 600 km de longitud.

TRANSPORTE DE GAS

ENGIE Energía Chile es propietaria de dos empresas de transporte de gas, Gasoducto Nor Andino Chile SpA (GNAC) y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. (GNAA), que poseen y operan, respectivamente, los segmentos chileno y argentino del Gasoducto Nor Andino. Durante 2018, la empresa transportó 400 millones de m³ en el año.

Capacidad

- **Capacidad de transporte:** 4,5 millones de metros cúbicos por día.
- **Capacidad de transporte potencial:** 8 millones metros cúbicos por día.

PUERTOS

- **Puerto Andino:** Forma parte del complejo Infraestructura Energética Mejillones (IEM). Su capacidad de transferencia es de más de 6 millones de toneladas por año y puede atender naves de hasta 180.000 DWT. En 2018, realizó su primera descarga de 160.000 Ton.
- **Puerto Tocopilla:** Es un terminal multipropósito que cuenta con dos grúas de puerto de 50 y 27 Tons respectivamente; canchas para graneles sólidos de 350.000 ton, y bodegas y explanadas por 5.000 m², una capacidad de almacenamiento para graneles líquidos de 50.000 m³. En 2018 inició la mantención mayor para su grúa Bynsa.

CADENA DE VALOR

Input del cliente y otros stakeholders



4 OPERACIÓN DEL PROYECTO



Grupos de interés involucrados



Proveedores



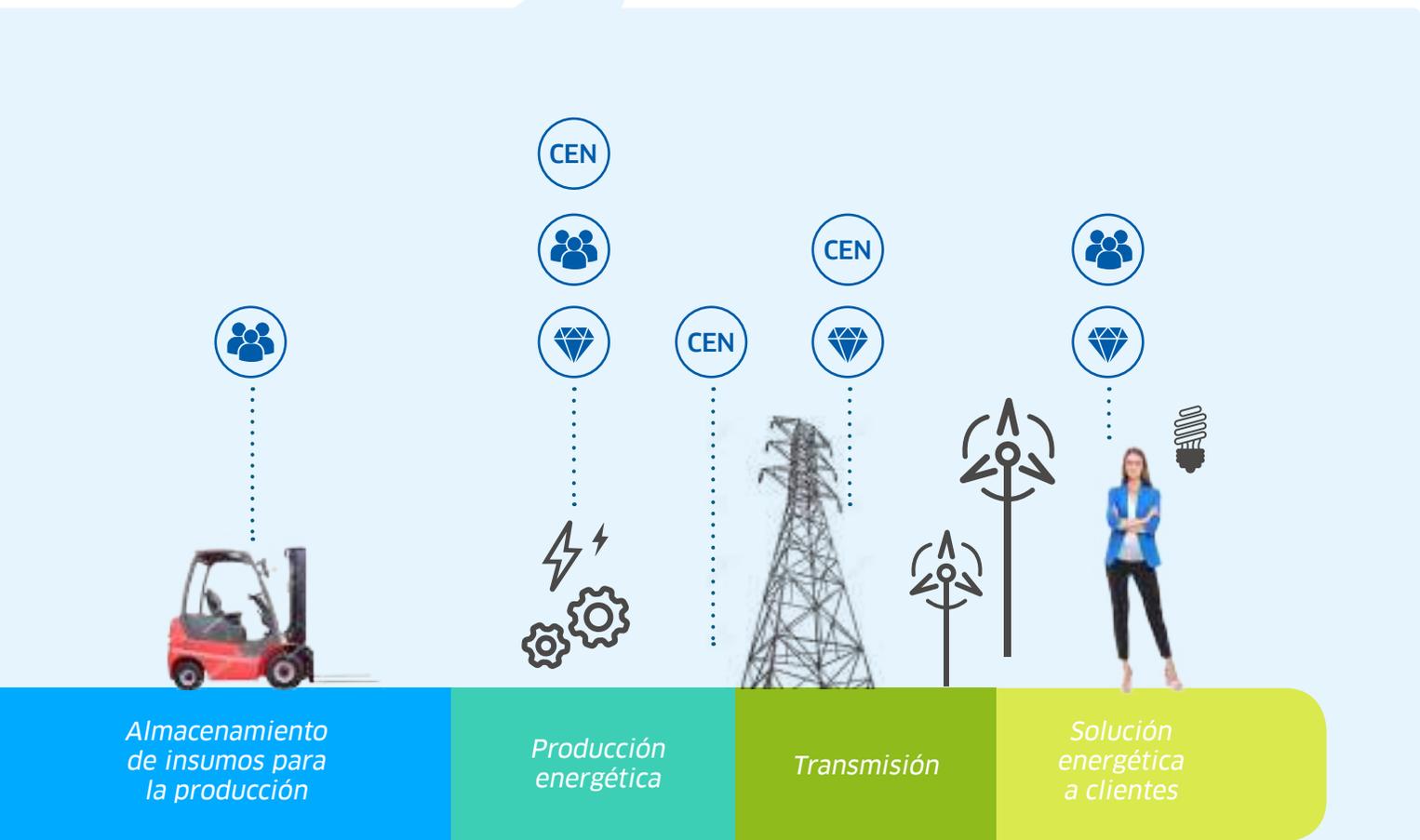
Colaboradores



Clientes



CEN CEN



MERCADO EN EL QUE OPERAMOS

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución.

- 1 Generación:** compuesto por las empresas generadoras de electricidad, las que venden su producción a clientes no regulados, a empresas distribuidoras y a otras empresas generadoras.
- 2 Transmisión:** integrado por las compañías que transportan, en alta tensión, la electricidad producida por las empresas generadoras o requerida por los grandes clientes. Comprende todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV.
- 3 Distribución:** comprende cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV.

El principal sistema eléctrico de Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual nace en noviembre de 2017 con 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), donde reside el 93% de la población.

El SEN alcanza una longitud de 3.100 km abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde Arica por el norte hasta Chiloé por el sur.

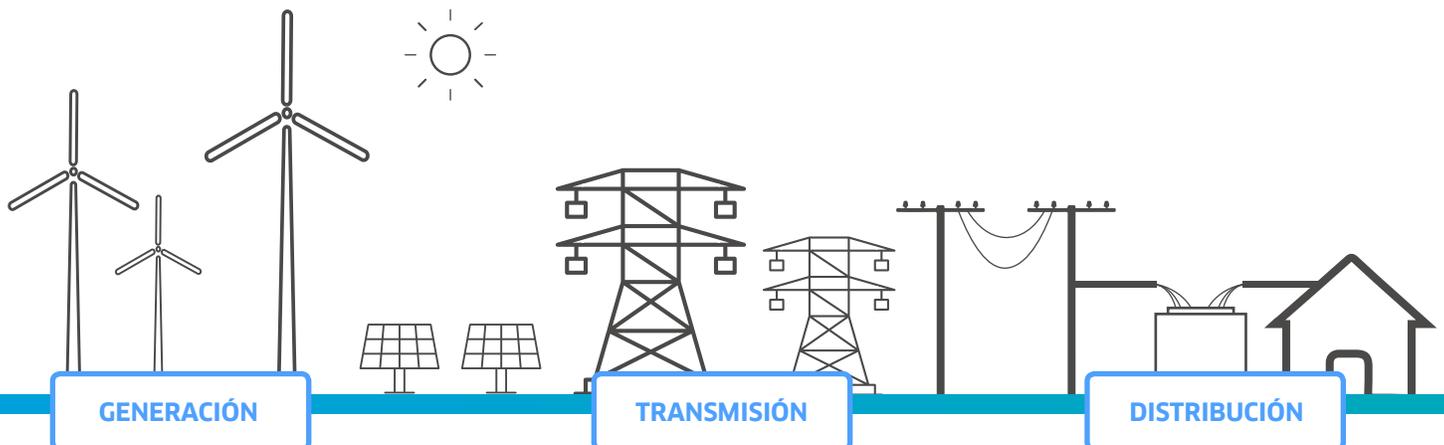
Aparte del Sistema Eléctrico Nacional, en el sur de Chile existen dos sistemas aislados, que suministran electricidad a zonas remotas: el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

Desde el 1 de enero de 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es el organismo encargado de coordinar la operación del SEN preservando 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 SIC que operaban sus sistemas de manera independiente.

TIPOS DE CLIENTES

- **Clientes libres:** son consumidores cuya potencia conectada supera los 5 MW, y aquellos que están en el rango de los 500 kW y 5 MW que hayan optado por esta categoría. Estos usuarios no se encuentran sujetos a regulación de precio y las partes pactan los aspectos comerciales en el contrato, como volumen, precio, plazo y condiciones generales del suministro de energía.

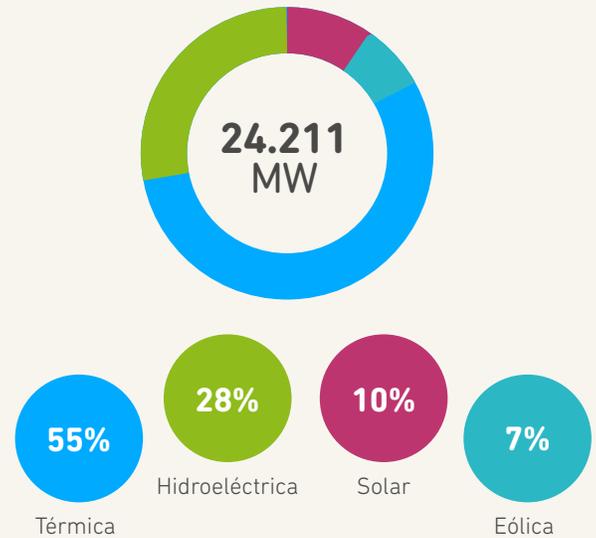




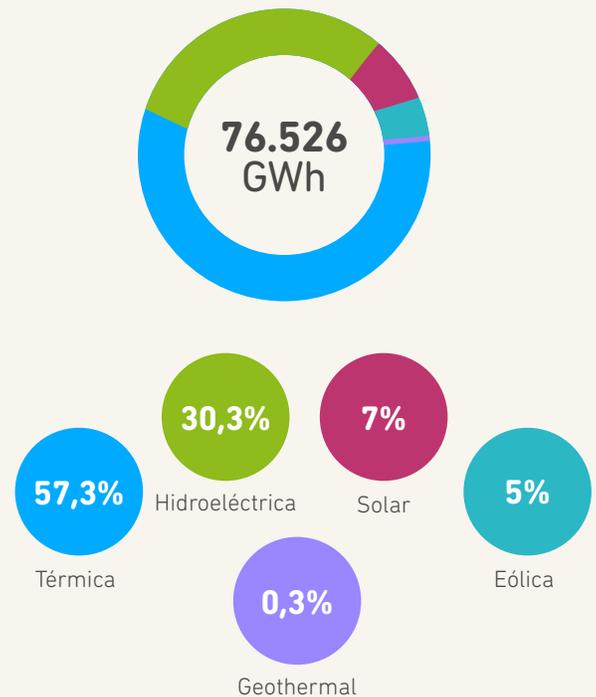
- **Clientes regulados:** son aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW y aquellos clientes entre 500 kW y 5 MW que hayan optado por mantenerse en el segmento regulado. Los clientes regulados reciben el suministro energético a través de las distribuidoras, las que licitan el suministro 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 y ya cuenta con contratos para suministrar a clientes libres y regulados en el ex sistema SIC, todos ubicados ahora en el Sistema Eléctrico Nacional.

Capacidad Bruta Instalada 2018 en el SEN



Generación 2018 en el SEN



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.

Principales entidades reguladoras y fiscalizadoras en 2018:

- 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

CAMBIOS REGULATORIOS

En mayo de 2018, el gobierno del Presidente Sebastián Piñera dio a conocer el documento “Ruta de la energía 2018-2022”, que establece los principales lineamientos en materia energética para los siguientes 4 años de gobierno. Al respecto, el primer cambio establecido en la ruta corresponde al perfeccionamiento de la Ley de Transmisión emitida el año 2016. Dichas mejoras a la Ley de Transmisión serían enviadas al Parlamento durante el primer semestre de 2019.

De igual forma, posiciona a la reforma al sector de distribución de energía eléctrica como otra de las principales prioridades. Al respecto, el gobierno ha comprometido para fines de 2019 el envío al Parlamento del proyecto de ley. La reforma buscaría, entre otras cosas, generar los incentivos adecuados para la realización de inversiones en distribución, establecer las condiciones que permitan la competencia en distribución y permitir el diseño de tarifas eficientes que entreguen señales adecuadas para el cliente final.

Adicionalmente, durante 2018 el gobierno también analizó impulsar una reforma en el segmento de

generación, reconociendo las crecientes necesidades de flexibilidad impuestas por el ingreso masivo de generación renovable no gestionable. Es de esperar que durante 2019, el gobierno envíe al Parlamento un proyecto de ley que al menos perfeccione el mercado de servicios complementarios y su efecto en los atributos de flexibilidad del sistema.

En septiembre de 2018, hizo ingreso al Parlamento el proyecto de ley que incentiva la eficiencia energética en las instalaciones de grandes clientes e incentiva la instalación de centros de carga para vehículos eléctricos.

En materia reglamentaria, la discusión se ha enmarcado en la publicación de los reglamentos necesarios para la implementación de la Ley N° 20.936, promulgada en julio de 2016. Durante 2018 se publicaron 3 reglamentos, quedando otros en discusión para ser publicados el año 2019.

Dentro de los reglamentos que se publicarán en 2019 se encuentra el “Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” y el “Reglamento de Servicios Complementarios”. Ambos reglamentos comienzan a recoger los cambios recientes en el mercado eléctrico que han sido introducidos por la penetración masiva de fuentes renovables variables y no gestionables. El nuevo mercado eléctrico requiere, entre otras cosas, una correcta identificación de los recursos entregados por las distintas tecnologías, así como una correcta remuneración de los servicios que cada activo le brinda al mercado.

Respecto de transmisión, en enero de 2018 comenzó la implementación del cobro de la Transmisión Nacional por medio de un “estampillado” o “Cargo Único” cobrado directamente al usuario final de acuerdo a lo regulado en la Ley 20.936. Dicha implementación se realizará de forma gradual, traspasando el pago de la Transmisión Nacional desde las empresas generadoras a los usuarios finales para el año 2034.

Por último, en abril de 2018 se efectuó el primer pago de impuesto por las emisiones efectuadas durante el año 2017, regulado en el Art. 8 de la Ley 20.780.

DESEMPEÑO DEL NEGOCIO

En 2018, ENGIE Energía Chile continuó impulsando una estrategia alineada con los grandes desafíos que representa la Transición Energética, especialmente en lo que se refiere a generación y venta de energía, su principal línea de negocios.

En ese contexto, y en el marco de la Mesa de Descarbonización implementada por el Ministerio de Energía, la compañía comunicó públicamente su decisión de no construir nuevas plantas a carbón. En reemplazo, dio a conocer un nuevo plan inversiones en generación de energías renovables de 1GW equivalente a US\$1.000 millones.

De esta manera, la empresa inició su Proceso de Descarbonización, que implica, entre diversos aspectos:

- Un Plan de Rotación de Activos (cierre de unidades térmicas y el ingreso de unidades renovables)
- Integrar las nuevas unidades a la gestión de su portafolio
- Buscar oportunidades para rentabilizar sus activos
- Contar con una gestión en la venta de energía alineada con los nuevos objetivos

La empresa centró sus esfuerzos en ampliar su oferta de Soluciones Integradas hacia nuevos clientes -de otros rubros no mineros-, ubicados tanto en el norte como en el centro y sur de país. También avanzó en la consolidación de su negocio de Transmisión.

Conforme a los nuevos desafíos, reorganizó sus Gerencias Corporativas: la Gerencia Corporativa Comercial se dividió en dos gerencias, una enfocada en Grandes Clientes de la Minería y la otra, en Clientes Industriales y Terciarios.

GENERACIÓN

Durante 2018, la compañía gestionó su negocio de venta de energía en un mercado a nivel país en el cual la generación bruta del sistema disminuyó en 1,1% en comparación con el año anterior.

El mix de generación mostró una significativa reducción de la generación con carbón y un incremento del gas, con una mayor contribución de la energía renovable, desplazando la contribución de diésel/petróleo.

Durante 2018, la generación de ENGIE Energía Chile representó un 28% de la generación total de la zona norte del SEN, lo que representa una caída de cinco puntos porcentuales respecto del año anterior. Esta disminución obedece a la diversificación de la matriz energética del país, proceso al que está contribuyendo ENGIE Energía Chile a través de TEN S.A. y de su plan de desarrollo de nuevas centrales eólicas y solares.

En el mismo período, la empresa realizó compras de energía y potencia en el mercado spot que representan un aumento de US\$100,2 millones, un 50% superior que las del año anterior. Este alza se explica, en gran medida, por el inicio del contrato de suministro de energía a las empresas de distribución de la zona centro-sur del país.

Generación 2018 ENGIE Energía Chile



Capacidad
Instalada Bruta



Generación
Bruta



Generación
Neta



Compras de
energía en el
mercado

GENERACIÓN POR EMPRESA EN LA ZONA NORTE DEL SEN
(EN GWh)

Empresa	2017	2018
AES Gener	9.137	8.710
ENGIE Energía Chile	6.301	5.402
ENEL Generación	640	139
Otros	3.173	4.769
Total Generación Bruta N-SEN	19.251	19.020

PRINCIPALES HITOS DEL AÑO

A. Cierre de unidades 12 y 13 en Tocopilla: Como parte de su proceso de descarbonización, la empresa solicitó a la autoridad el cierre de las unidades 12 y 13 (85 MW) de la Central Térmica Tocopilla en abril de 2019. La desconexión quedó condicionada a la puesta en marcha del último tramo del proyecto de línea de transmisión Cardones-Polpaico, que está construyendo InterChile S.A.

Con un año de antelación, la empresa reubicó a todos sus empleados en las diferentes unidades del grupo en Chile y principalmente en la nueva planta a carbón IEM, ubicada en Mejillones, a 150 kilómetros de Tocopilla.

Paralelamente, la compañía firmó un contrato de servicios con terceros en caso de que las unidades requieran estar operativas.

B. Aprobación proyectos renovables: En paralelo, durante 2018, ENGIE Energía Chile obtuvo los primeros permisos ambientales (RCA) para los siguientes proyectos renovables:

- **Parque eólico Calama, en la Región de Antofagasta, con 162 MW:** Contempla la construcción y operación de un parque eólico conformado por 36 aerogeneradores de hasta 4,5 MW de potencia cada uno, que en conjunto generarán una potencia total de hasta 162 MW. Comprende también una subestación elevadora que evacuará la energía del parque al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La decisión de construcción se supedita a las mejores condiciones de mercado. Representa una inversión de aproximadamente US\$200 millones.

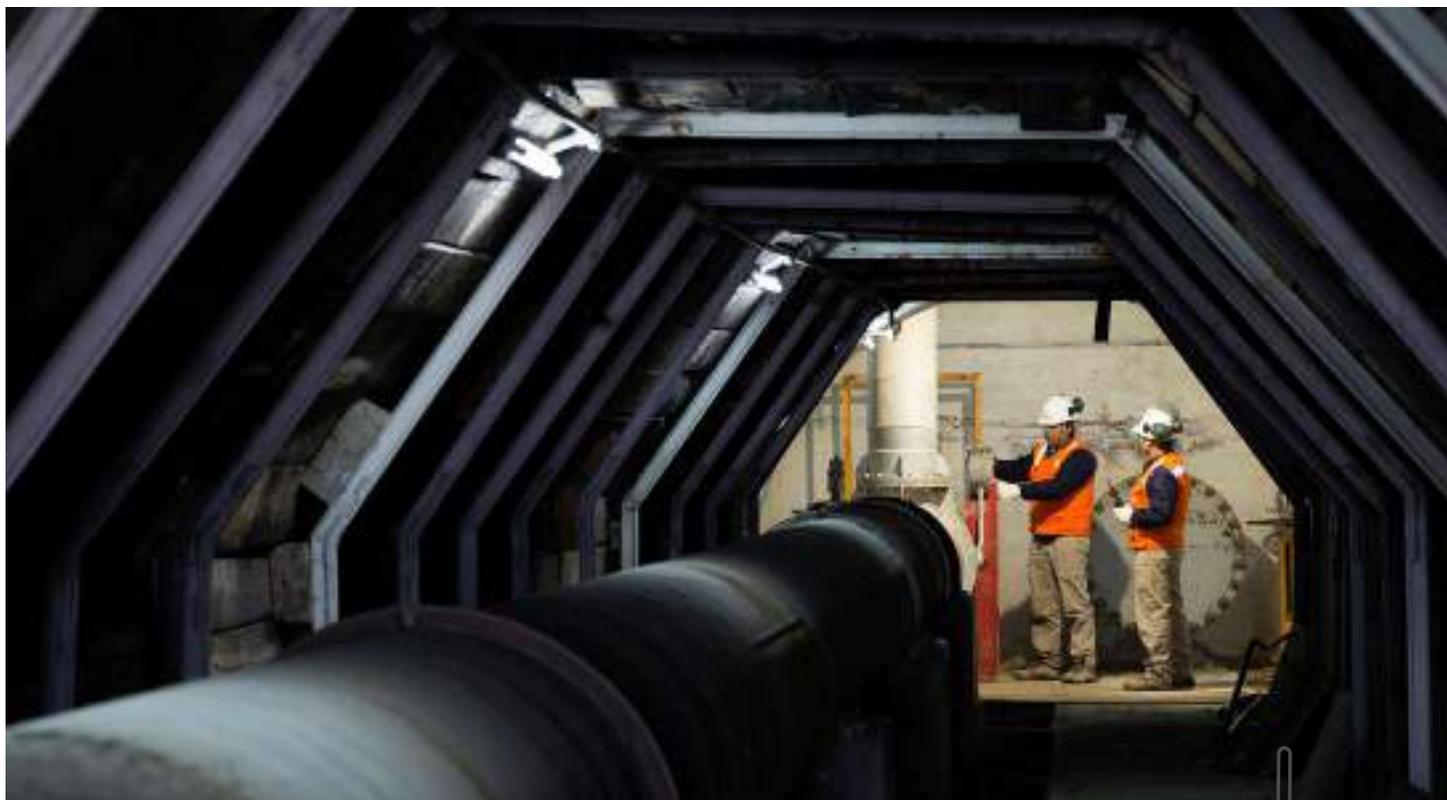
- **Planta solar Capricornio, en la Región de Antofagasta:** 90 MWp más una línea de 110 Kv de 6,5 km.

C. Contrato compraventa de energía: La empresa suscribió con ENEL Generación Chile un contrato de compraventa de energía eléctrica a contar de enero 2019 y por un plazo de 12 años. El convenio incluye la adquisición de energía eléctrica considerando un volumen anual de 0,5 TWh durante los años 2019 a 2021; de 1 TWh en 2022 y de 1,5 TWh entre 2023 y 2030.

D. Permiso ambiental para Las Arcillas: En 2018, el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) aprobó el permiso ambiental de esta central a gas natural de ciclo combinado, con una capacidad instalada de diseño de 480 MW.

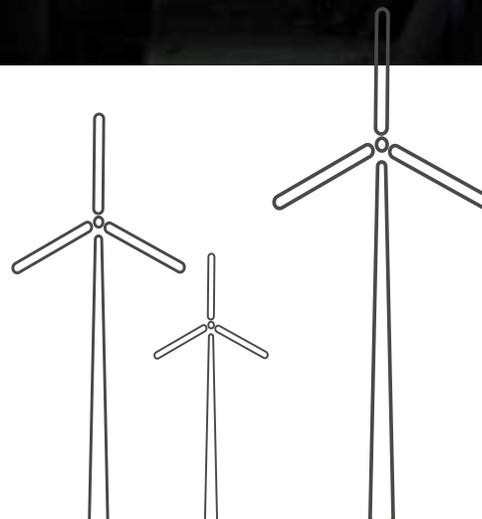
Las Arcillas representa una inversión total aproximada de US\$ 450 millones y estará ubicada en Región de Ñuble. La empresa aún no ha definido el inicio de sus obras.





DISPONIBILIDAD Y MANTENIMIENTO

En 2018, se cumplieron los plazos previstos de mantenimiento, algunos de los cuales quedaron programados para 2019. En la unidad CTM se registraron problemas en los molinos y otros eventos particulares que afectaron la disponibilidad, pero no impactaron los resultados.



TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	CAPACIDAD	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)
Primer	CTM2	Carbón	173,84	Complejo Térmico Mejillones	141
	CTH	Carbón	177,54	Central Hornitos	31
Segundo	CTT16	Gas	361,12	Complejo Térmico Tocopilla	8
	CTT15	Carbón	159,63	Complejo Térmico Tocopilla	2
Tercer	CTM1	Carbón	130,22	Complejo Térmico Mejillones	45
Cuarto	CTM3	Gas	226,00	Complejo Térmico Mejillones	65

IEM: A PUNTO DE INGRESAR AL SISTEMA

El complejo Infraestructura Energética de Mejillones está ad portas de iniciar su operación comercial en el mercado de generación.

La unidad de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra en su etapa de comisionamiento.

La sincronización de la planta se realizó con éxito el 29 de octubre de 2018 y su entrada en operación comercial quedó reprogramada para el primer semestre de 2019.

El martes 13 de noviembre de 2018, IEM alcanzó por primera vez la carga base (354 MW) durante el proceso de pruebas.

El proyecto involucra una inversión estimada de US\$896 millones (sin considerar Puerto Andino).

Al 31 de diciembre de 2018 se había desembolsado un total de US\$807,8 millones, sin contar los intereses activados en el proyecto.

Al cierre de 2018, el proyecto presentaba un grado de avance general del orden del 99,4%.



INVERSIÓN
TOTAL
US\$896*
millones



4 años
Plazo de
construcción

PUERTO ANDINO

- Muelle mecanizado con capacidad de atender naves de hasta 180.000 DWT.
- Capacidad de transferir más de 6 millones de toneladas anuales.

UNIDAD DE GENERACIÓN

Capacidad bruta de 375 MW, en base a carbón pulverizado

Gestión ambiental

La nueva unidad contempla:

EMISIONES MP

Se establece que los niveles no pueden superar los 20 mg/Nm³. La ley permite hasta 30 mg/Nm³ para las nuevas unidades.

- **Emisiones SO₂**: Se implementó proceso desulfuración húmeda.
- **Emisiones NO_x**: Cuenta con quemadores Low-Nox y sistemas catalíticos para reducir concentraciones de NO_x.

* Inversión sin considerar Puerto Andino.

TRANSMISIÓN

En 2018, ENGIE Energía Chile continuó consolidando su participación en el mercado Transmisión, con la adjudicación de tres de los seis proyectos de carácter nacional licitados durante el período. También cerró contratos relevantes en servicios de mantenimiento.

Estos resultados se explican en el contexto de la estrategia adoptada por la compañía, entre cuyas iniciativas destacó la creación en 2017 de una Gerencia de Proyectos para Transmisión, enfocada principalmente en la participación en las licitaciones del CEN.

La empresa cuenta, además, con una alta disponibilidad para gestionar situaciones de emergencias, altamente valorada por los clientes, especialmente por los del rubro minero.

LOS PRINCIPALES HITOS COMERCIALES EN TRANSMISIÓN DE 2018

1. La adjudicación de tres proyectos nacionales, licitados en marzo y abril, enfocados en facilitar el acceso a energías renovables. La construcción de estos proyectos totaliza una inversión referencial de US\$ 36 millones.

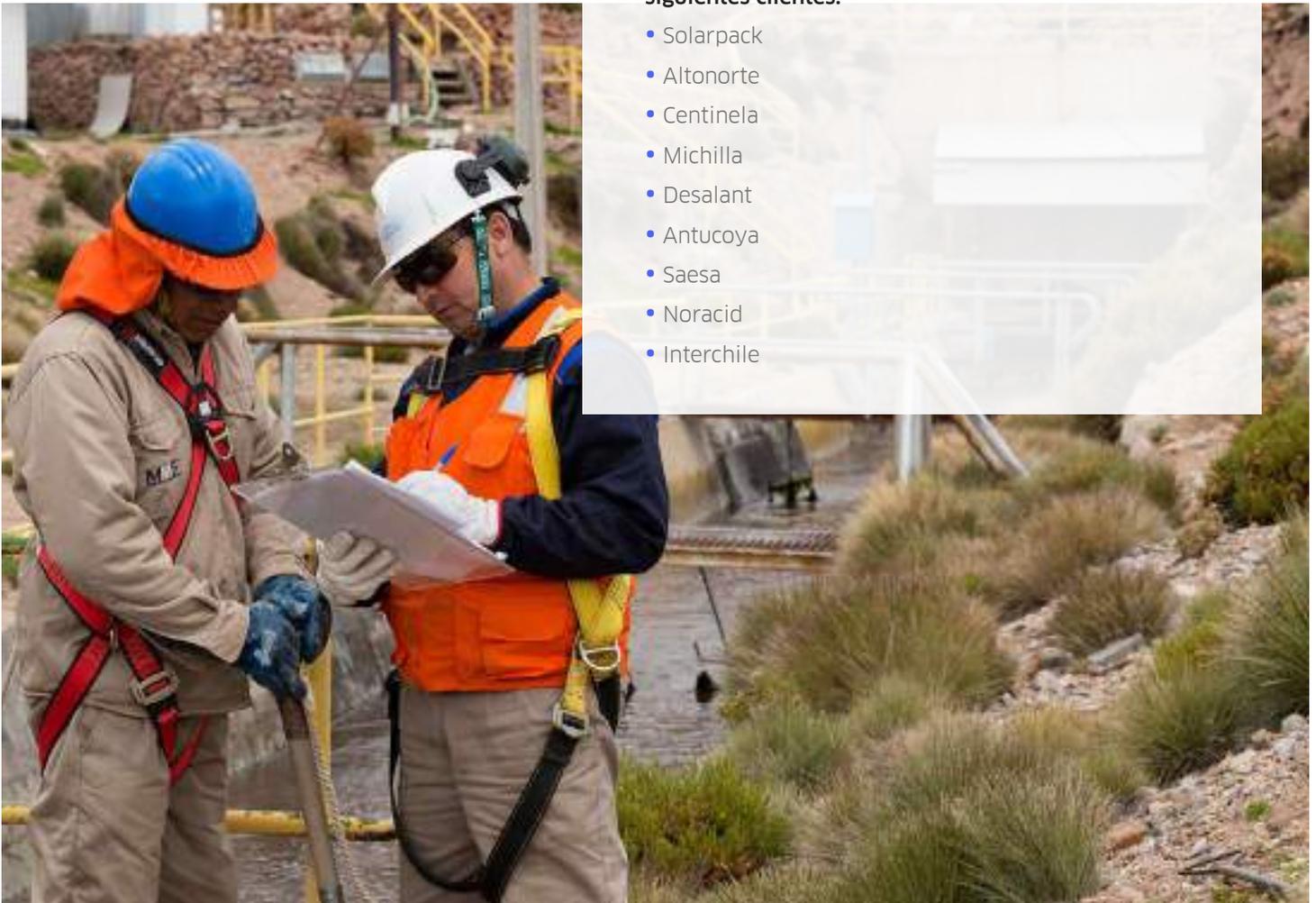
- Subestación Seccionadora Nueva Chuquicamata (220 kV) y nueva línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata-Calama.
- Subestación seccionadora Algarrobal (220 kV).
- Subestación seccionadora El Rosal (220 k).

2. En servicios de mantenimiento, se suscribieron contratos con:

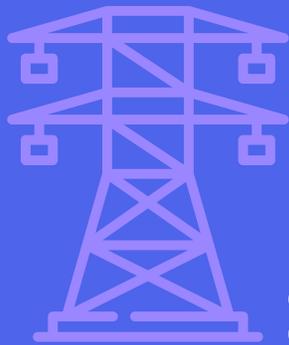
- Sociedad Austral de Transmisión Troncal, por 2 años
- Quiborax, por 3 años

3. Se entregaron servicios de reparación a los siguientes clientes:

- Solarpack
- Altonorte
- Centinela
- Michilla
- Desalant
- Antucoya
- Saesa
- Noracid
- Interchile



El negocio de Transmisión de ENGIE Energía Chile en cifras



2.293 km
en líneas de alta tensión

1.702 km
líneas dedicadas

213 km
nacionales

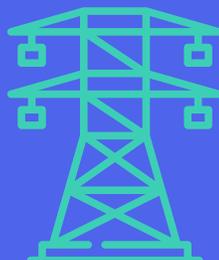
379 km

de línea zonal

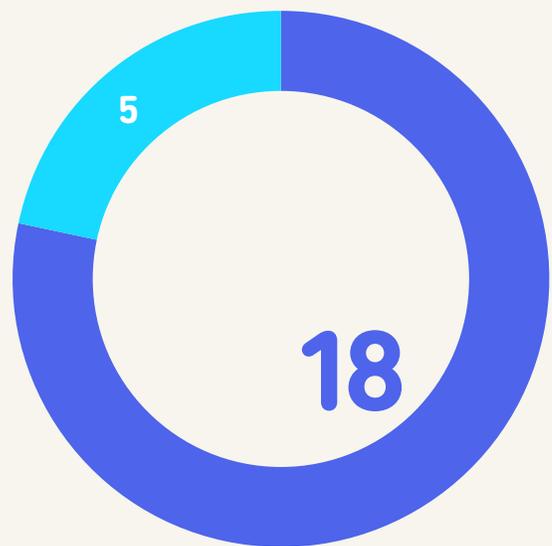


opera **98 km** de líneas de media tensión

92%
Propiedad de la empresa



ENGIE Energía Chile opera 23 subestaciones con una capacidad total de 844 MVA



 subestaciones de Transmisión  subestaciones de Generación

TEN S.A.

En noviembre de 2018, cumplió un año de operaciones la empresa TEN S.A. -controlada en partes iguales por ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Chile-, que permitió la interconexión de los antiguos sistemas SING y SIC.

TEN S.A. consideró una inversión en activos fijos del orden de US\$770 millones, entre los que se cuentan cuatro subestaciones, 600 kilómetros de tendido y 1.350 torres.

En 2018, TEN S.A. cumplió con las metas de disponibilidad y gestión de operación que se había propuesto, a pesar de ser su primer año de operación y de las restricciones operativas generadas por el retraso de la línea INTERCHILE.

Durante 2018, TEN S.A. logró:

- 1 Recupero de 82,2 MUSD (99%) de IVA cuatro meses antes de lo previsto y pago anticipado del 100% del crédito que financiaba el IVA. Esto fue un trabajo conjunto entre TEN S.A. y ENGIE Energía Chile.
- 2 **Cumplimiento del 100%** de las condiciones para obtener Completion del Project Finance en plazo y sin pago de ninguna penalidad o waivers. Trabajo conjunto entre TEN S.A. y ENGIE Energía Chile.
- 3 Recupero de la boleta de garantía por 56 MUSD de la CNE.
- 4 Recibió por segundo año consecutivo el único **Reconocimiento de la Municipalidad de Diego de Almagro** por su aporte a la comunidad.
- 5 Premio bianual de la Corporación de Bienes de Capital al **mejor proyecto terminado en 2016 y 2017**.

En 2019, el objetivo de TEN S.A. es avanzar en convertirse en un referente en la operación de alta tensión en Chile y en la mantención del sistema, así como en seguridad laboral y seguridad de los activos.



GAS Y PUERTOS

GASEODUCTOS

En 2018, la empresa finalizó el mantenimiento de la tubería en los plazos y el presupuesto aprobado. Al igual que en 2017, ENGIE Energía Chile vendió gas desde nuestro país a Argentina y está en la última etapa de solicitud de los permisos para transportar gas desde Argentina a Chile a partir de 2019.

En 2018, además, se realizó la primera operación de swap entre Argentina y Chile entre privados.

El negocio de Gas de ENGIE Energía Chile en cifras

1.066 km
en gasoducto



400
millones
de m³ de gas
transportados
en 2018



4,3
millones de m³
de capacidad
de transporte
diario

8
millones de m³ de
transporte diario
potencial



PUERTOS

La empresa, adicionalmente, cuenta dos puertos:

- 1 **Puerto Andino:** Forma parte del complejo Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y su construcción consideró una inversión de US\$122 millones. Su capacidad de transferencia es de más de 6 millones de toneladas por año y puede atender naves de hasta 180.000 DWT.

A fines de diciembre de 2017 recibió el primer buque con carbón y desde entonces ha descargado 26 embarques con un total de 1.506.003 toneladas de carbón y 128.837 toneladas de caliza. Realizó en forma exitosa, además, la descarga de dos naves del tipo capesize con 160.000 toneladas cada una.

En 2018, ENGIE Energía Chile inició el proceso para calificar el Puerto Andino como “Puerto verde”. Este sello acredita que la empresa dispone, entre otros aspectos, de una doble protección contra el polvo, una buena relación con la comunidad y criterios que garantizan un correcto tratamiento de residuos del puerto y de las naves.

- 2 **Puerto Tocopilla:** Es un terminal multipropósito que cuenta con dos grúas de puerto de 50 y 27 ton, respectivamente; canchas para graneles sólidos de 350.000 ton, y bodegas y explanadas por 5.000 m². Tiene, asimismo, una capacidad de almacenamiento para graneles líquidos de 50.000 m³.

Hitos de la gestión de puertos en 2018

Puerto Tocopilla

Mantenimiento bienal terminal marítimo

Inicio mantención mayor grúa Bynsa

Puerto Andino

Inicio de operaciones en julio

Descarga de primera MN tipo capesize (160 mil ton)

GESTIÓN DE CLIENTES

Con su gestión segmentada en Clientes Grandes -del sector de Minería- y Clientes Corporativos Medianos -industriales y terciarios-, la empresa se propone identificar de manera más eficiente las necesidades de sus clientes.

Para lograr una mayor cercanía y comprensión de su oferta comercial, ENGIE Energía Chile rediseñó su sitio web, pasando de un contenido más corporativo a otro más comercial, en el cual los productos y soluciones son protagónicos.

Los principales hitos del año en este ámbito fueron:

- 1 **Entrada en vigencia del contrato con distribuidoras de la zona centro-sur.** Con fecha 1 de enero de 2018, la compañía comenzó a entregar energía a empresas de distribución por un plazo de 15 años y por un total contratado de hasta 5.040 GWh anuales, sobre la base de un portafolio diversificado de fuentes compuestas por instalaciones existentes y nueva capacidad, lo que involucra gas natural, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y energías renovables no convencionales.
- 2 **Renegociación de contratos con clientes mineros.** La empresa celebró nuevos acuerdos comerciales con tres de sus principales clientes del sector minero, ampliando sus plazos. Además de esta extensión, los nuevos acuerdos contemplan un cambio en la indexación de las tarifas. A partir de 2021, las tarifas serán indexadas al índice CPI en reemplazo del precio internacional del carbón. Los contratos son:

- Codelco, División Chuquibambilla (220 MW), que incluye una extensión para el período 2025-2035.
- Glencore, Complejo Metalúrgico Alto Norte (50 MW) y Compañía Lomas Bayas (50 MW), que implica extender el contrato de 2033 a 2037.
- El Abra (110 MW): celebrado en 2017 y que entró en vigencia en 2018.

Con esta operación, la empresa dio un paso relevante en el reemplazo de sus activos a carbón por energías renovables. Sus clientes, por su parte, se beneficiarán con menores costos de energía y una reducción de su huella de carbono.

SEGMENTOS CLIENTES INDUSTRIALES

- 1 En 2018, la empresa incorporó en este segmento a 14 nuevos clientes, cifra que representa un aumento del 30% respecto de 2017. Como parte de su objetivo de entregar soluciones integrales para las necesidades específicas de sus clientes, durante este período la compañía impulsó pilotos de electromovilidad y entregó servicios de abastecimiento en base a energías renovables certificables, entre otras prestaciones. Al cierre de 2018, en esta nueva categoría, la compañía contaba con 34 clientes.
- 2 **Desafío 2019:** En este ámbito, la empresa busca posicionarse en servicios de eficiencia energética que permitan generar ahorros en los procesos productivos de los clientes y garanticen menores emisiones de CO2 para el país.

Nuevos clientes con energía *100% renovable*

En 2018, la empresa amplió su cartera de clientes a través de contratos de venta de energía 100% renovable. Los nuevos clientes son:

- Canal 13
- Hoteles Plaza
- Embotelladora Andina
- Banco Bci
- Nuevo Pudahuel Aeropuerto Santiago
- Grupo GTD
- Cementos BSA
- Corpesca

Cientes de mayor tamaño

Al cierre de 2018, los clientes que superaban el 10% de la facturación de la empresa eran:

Cientes 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.

Cientes regulados

- Empresas CGE: EMELARI, ELIQSA Y ELECDA.
- Contrato de suministro con 26 empresas de distribución del centro y sur del país.

CLIENTES SUMINISTRO ELÉCTRICO DE ENGIE Energía Chile EN EL SEN





GESTIÓN DE PORTAFOLIO

En cuanto a la gestión de portafolio, durante 2018 las iniciativas estuvieron dirigidas a:

- 1. Desafío de la integración:** Las energías renovables presentan niveles altos de variabilidad, que difieren según el tipo de energía -eólica y fotovoltaica-. El desafío es integrar estos factores en la gestión y análisis de riesgo, y optimizar el portafolio frente a estos nuevos recursos.
- 2. Dinamismo del mercado:** Capacidad para anticiparse a la demanda debido al interés de algunos clientes por migrar su participación de regulados a libres.
- 3. Rol activo con la autoridad:** La empresa reestructuró el área a cargo de la integración de procesos y el seguimiento de la operación del mercado a corto plazo, con el objetivo de seguir siendo una contraparte activa, creíble y sólida técnicamente, para presentar planteamientos y proyectos. En esa línea, la compañía mantuvo una participación relevante tanto en los grupos de trabajo como en los comités consultivos conformados a nivel gubernamental, con el propósito de contribuir en el establecimiento de las normas técnicas, leyes y procedimientos que se están elaborando para operar el sistema.
- 4. Encuesta de satisfacción dirigida al CEN.** Esta consulta se realizó para conocer los niveles de satisfacción que tenía el Coordinador Nacional respecto de la labor de compañía. Las respuestas favorables superaron el 85%.

GESTIÓN POTENCIA SUFICIENCIA

Este servicio, regulado y remunerado, beneficia al sistema, porque le brinda un respaldo y, al mismo tiempo, favorece a la industria, porque implica ampliar su remuneración de activos.

HERRAMIENTAS DIGITALES

En 2018, se incorporaron herramientas digitales con los siguientes propósitos:

- 1. Gestión comercial:** Se reforzaron las herramientas de interacción entre el área de portafolio y el área comercial en la gestión de portafolio, para apoyar al equipo comercial en la elaboración de sus ofertas.
- 2. Seguimiento de disponibilidad de gas natural:** Se desarrolló una herramienta de seguimiento de carácter semanal, en el marco de la importación de GNL. Esto permitió llevar un control fino respecto de las instrucciones del CEN y las disponibilidades declaradas por la empresa. Esta gestión permitió lograr un control avanzado de los stocks de combustibles.
- 3. Relanzamiento del Dashboard:** Esta es una plataforma de uso diario utilizada por el equipo de gestión de portafolio a corto plazo y los equipos de operación. Permite hacer un seguimiento diario del sistema, de la operación de las unidades y sobre lo que está pasando en materia de costo marginal.

DESAFÍOS 2019

- **Integración al SIC.** En 2019, se apagará la antigua plataforma SCADA del Coordinador por el lado del SING y quedará la del SIC. El desafío es integrar la nueva plataforma dentro de nuestro sistema.
- **Segunda encuesta de satisfacción.** Se aplicará una segunda consulta en el CEN para detectar brechas o cambios respecto del primer proceso. Esta es una práctica inédita que apunta a mejorar la solidez y credibilidad técnica y regulatoria de los equipos de la compañía.
- **Seguimiento y adaptación a los cambios regulatorios:** Entre las modificaciones legales programadas destacan las referidas a la Ley de Transmisión y a la flexibilidad para abordar la incorporación de energía renovable variable. A esto se suma un calendario regulatorio que incluye una serie de reglamentos que se formalizarán en 2019 y que impactan al área de transmisión.
- **Continuar integrando las energías renovables variables** en el portafolio de ENGIE Energía Chile.

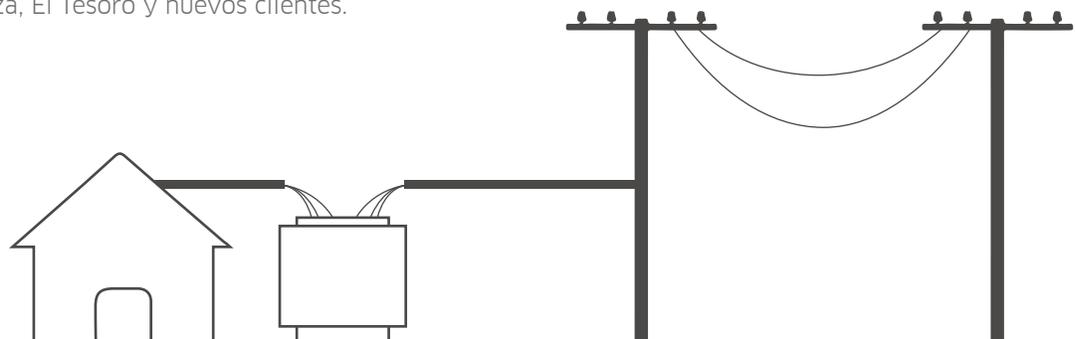
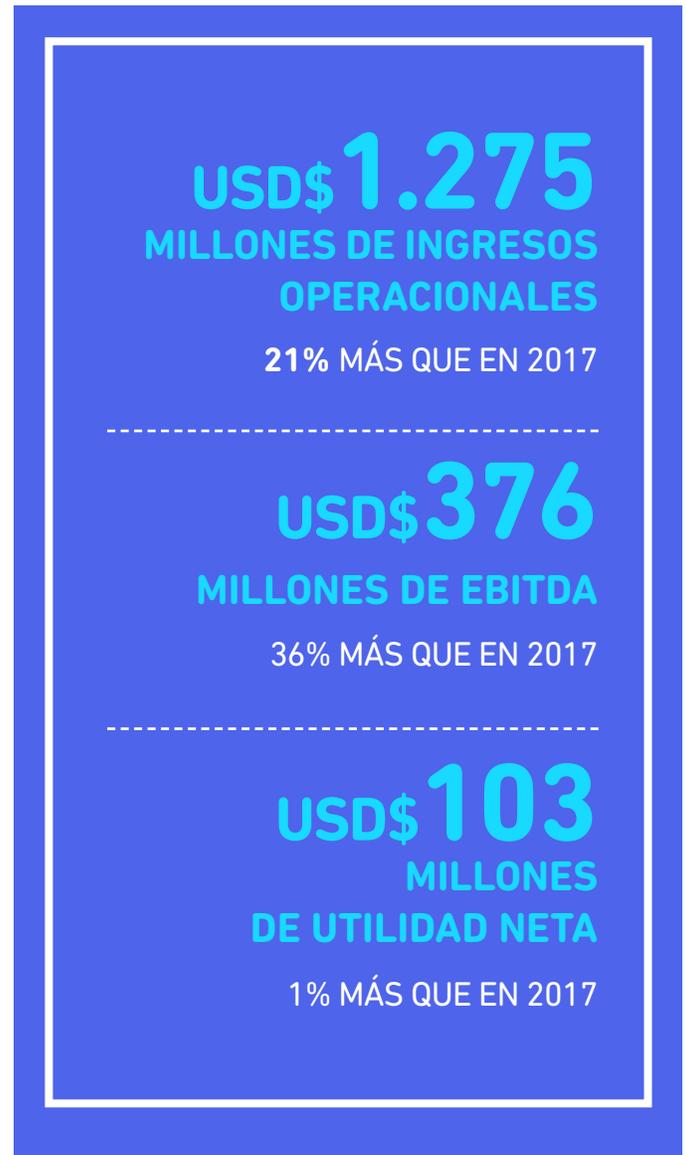
DESEMPEÑO ECONÓMICO

- Los ingresos operacionales alcanzaron los US\$1.275 millones en 2018, aumentando un 21% con respecto al año anterior, producto principalmente de mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados asociadas a la demanda de las compañías distribuidoras del centro-sur del SEN.
- El EBITDA del año 2018 llegó a los US\$376 millones, un aumento de 36% en comparación con el año anterior. El incremento del EBITDA se explica por la entrada en vigencia del contrato con empresas distribuidoras de la zona central del SEN, bajo el que la compañía comenzó a suministrar energía por un total de hasta 5.040 GWh anuales durante 15 años.
- La utilidad neta del año 2018 alcanzó US\$103 millones, un aumento de 1% con respecto al año anterior. Este resultado se vio afectado por impactos no recurrentes en el segundo trimestre, principalmente por el reconocimiento del menor valor contable de las unidades 12 y 13 de Tocopilla (asset impairment). Excluyendo efectos no recurrentes en ambos períodos, la utilidad neta presentó un aumento de 84%, llegando a los US\$160,5 millones.

INGRESOS OPERACIONALES

En el año 2018, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.121,6 millones, aumentando un 18% (US\$168,5 millones) respecto de 2017, debido a mayores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados al inicio del contrato con las distribuidoras de la zona centro-sur del sistema, que significó ingresos por energía y potencia por US\$197,7 millones.

En lo que respecta al volumen de energía, hubo una menor venta a clientes libres, asociada al término del contrato con Radomiro Tomic en agosto de 2017 (-456 GWh), la que fue compensada con un aumento de demanda de algunos clientes como Codelco, El Abra, Esperanza, El Tesoro y nuevos clientes.



La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado al inicio del nuevo contrato con distribuidoras, que significó nueva demanda de energía por 1.646 GWh en este período.

Las ventas a clientes libres mostraron una caída de 2% en comparación con el año anterior. Si bien la venta física cayó un 2%, como se explica en el párrafo anterior, el precio promedio monómico realizado tuvo un incremento de 1%, explicado por varios factores en sentidos contrapuestos: (i) la renegociación de contratos (-US\$23,5 millones), (ii) diferenciales en las provisiones de potencia de suficiencia (+US\$10,2 millones), (iii) pagos únicos acordados en las renegociaciones (+US\$5,4 millones) y (iv) el alza en los indexadores de tarifa por aumento de precio de los combustibles y CPI (+US\$25,7 millones).

En términos físicos, las ventas al mercado spot retrocedieron significativamente. 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 Coordinador Eléctrico Nacional.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución, asociada a la exportación a Argentina realizada durante el 3T18. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). Esta partida incluye, asimismo, US\$2,8 millones asociados al recupero del seguro por lucro cesante de la unidad CTM3 (business interruption), además de venta de combustibles a terceros.

COSTOS OPERACIONALES

La generación bruta de electricidad disminuyó un 13% con respecto al año anterior, especialmente por la reducción de la generación en base a carbón, que cayó un 21%. En cuanto al mix de generación, hubo una mayor contribución de la generación a gas, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, y una menor contribución de la generación con carbón y petróleo diésel.

En 2018, el ítem de costo de combustibles fue un 10% inferior al año anterior, por la menor generación y la reducción de costos logísticos en los procesos de abatimiento de emisiones, que se vieron en parte contrarrestadas por el aumento en los precios de los combustibles en gran parte del año.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$100,2 millones (50%) con respecto al año anterior, fundamentalmente por la mayor penetración de energías renovables en el

sistema y un mayor volumen de energía comprada para suministrar el nuevo contrato con las distribuidoras. Este contrato se está suministrando con contratos puente con otros operadores del sistema (880 GWh) y con compras al spot (766 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

El costo de la depreciación en este período se mantuvo en niveles similares a los de 2017.

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. Este ítem fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones) y por el costo de venta del gas que se exportó a Argentina en el 3T18.



Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) se mantuvieron similares a períodos anteriores a pesar de las variaciones del tipo de cambio.

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 la utilidad neta reportada por TEN S.A., que fue de US\$6,9 millones en 2018. En octubre se hizo una modificación de la vida útil de los principales activos de TEN S.A., lo que significó un mayor gasto por depreciación, afectando el resultado del último trimestre.

RESULTADO OPERACIONAL

El EBITDA del año 2018 alcanzó los US\$375,7 millones, con un aumento de 36% comparado a igual período del año anterior. Como anteriormente se explicó, hubo un mayor margen eléctrico de la compañía en el período (US\$103,8 millones). Entre los principales factores que influyeron en el aumento de EBITDA se cuentan: (i) la mayor venta a clientes regulados, (ii) los mayores precios a clientes libres a pesar de las rebajas de tarifa producto de las renegociaciones de contratos, (iii) reintegros de seguros, y (iv) el resultado proporcional de TEN S.A. Los factores que contribuyeron a reducir el EBITDA -a saber, (i) los mayores costos de compra de energía y potencia, (ii) el menor margen en los negocios de venta de gas y transmisión y (iii) la menor venta física a clientes libres-, no alcanzaron a contrarrestar los factores anteriores.

RESULTADOS FINANCIEROS

El ingreso financiero tuvo un leve aumento debido al alza en las tasas de interés. El gasto financiero aumentó levemente debido al aumento de la deuda financiera en 2018; sin embargo, cabe notar que en ambos períodos se activaron intereses como costo de inversión del proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$2,3 millones en el período, debido a la volatilidad registrada por los tipos de cambio durante 2018.

A partir de 2018, esta partida se considera dentro del EBITDA de EECL, por cuanto el proyecto entró en operación comercial.

En este período, los otros ingresos no operacionales netos registraron una pérdida de US\$79,2 millones, debido principalmente al reconocimiento del deterioro económico de activos (asset impairment) con motivo

del próximo cierre de las unidades U12 y U13 de Tocopilla por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$52,9 millones (US\$72,5 millones antes de impuestos).

Esta partida incluye, además, recuperaciones de seguros de las unidades U16 y CTM3 por US\$4,8 millones (property damage), y bajas de otros activos fijos e intangibles por US\$12 millones. En tanto, en el año 2017, esta partida incluía recuperos de seguro por US\$12,3 millones y reversos de impuestos diferidos por US\$5,7 millones por la reforma tributaria en Argentina. Estas dos partidas, sumadas a efectos menores, tuvieron un efecto neto positivo después de impuestos de US\$14,4 millones sobre la utilidad neta de 2017.

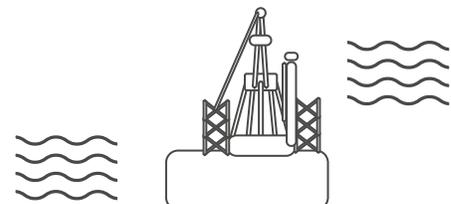
GANANCIA NETA

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2018 es de 27% en tanto para 2017 fue de un 25,5%.

En 2018, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$102,6 millones, mayor que los resultados de 2017. Como se explicó anteriormente, el deterioro del valor económico de las unidades U12 y U13, compensado en menor medida por el recupero de seguros, afectó negativamente el resultado acumulado del año. Sin embargo, el resultado, sin los efectos no recurrentes anteriormente mencionados, hubiese sido una utilidad de US\$160,4 millones en el año 2018, un aumento de 84% con respecto al año anterior, en que la utilidad neta depurada de efectos no recurrentes alcanzó los US\$87 millones.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Al 31 de diciembre de 2018, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$61,5 millones en forma consolidada, además de contar con disponibilidades bajo líneas bancarias comprometidas por US\$100 millones. Este nivel de efectivo y de líneas de liquidez se compara con una deuda financiera total nominal de US\$840 millones, de los cuales US\$90 millones tienen vencimientos menores a un año.



GESTIÓN DE RIESGOS

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesto a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, 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.

EECL tiene establecido procedimientos de Gestión de Riesgos, donde se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos. La matriz de riesgos es actualizada y revisada semestralmente, y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente. Toda 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 EECL en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

A continuación, se resumen algunos de los riesgos que enfrenta la Compañía y sus filiales y la gestión de éstos.

RIESGO DE DESASTRES NATURALES

Chile es uno de los países con mayor actividad sísmica en el mundo y ha sido severamente afectado en el pasado por terremotos y tsunamis, incluyendo un terremoto de magnitud 8,8 (seguido por un tsunami) que afectó la parte central del país en febrero de 2010 y el terremoto de magnitud 8,2 con epicentro cercano a la costa de Iquique en abril de 2014. Aunque nuestras instalaciones no han sido afectadas por esos últimos eventos, en el futuro un terremoto, tsunami u otro desastre natural podría ocasionar un efecto significativo sobre nuestros activos, negocios y/o condiciones financieras. 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”.

RIESGO REGULATORIO

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, como 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; la oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; 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.

RIESGOS DE MERCADO

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un determinado activo o instrumento financiero fluctúen debido a cambios en los precios del mercado. Por su parte, éste se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos de precios, tales como los precios de la energía o los precios de las acciones.

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



RIESGO DE TIPO DE CAMBIO

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo, pasivo o flujo de caja (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 período terminado al 31 de diciembre de 2018, EECL ha mantenido contratos de cobertura (forwards y opciones) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, dólar/euro y dólar/unidad de fomento 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 se encuentra limitada. 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. 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 en la moneda funcional de la compañía, 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, algunos contratos de servicio y compromisos de pago de dividendos. Por otra parte, 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 con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que 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.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Compañía definió en su Política de Inversiones de Excedentes de Caja 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 contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2018, un 97,3% 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.

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 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 monto notional acordado. Al 31 de diciembre de 2018, la deuda financiera del grupo EECL se encontraba denominada en un 100% a tasa fija.

RIESGO DE PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2018 y de 2017, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

RIESGO DE PRECIO DE COMBUSTIBLES

La Compañía 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, petróleo diésel y gas natural licuado con precios internacionales que fluctúan de acuerdo a factores de mercado ajenos a la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayoría de acuerdo a contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón. 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). Asimismo, la compañía cuenta con un contrato de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

Dado que EECL es predominantemente una empresa de generación termoeléctrica, el precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de sus centrales, su costo medio de generación y los costos marginales del sistema eléctrico en que opera. Por esta razón, 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 abastecimiento con los ingresos asociados a sus 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, con lo que podría temporalmente aumentar 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. 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. Por ello su exposición al riesgo de “commodities” se encuentra mitigada en gran medida, por lo que no se realizan actualmente análisis de sensibilidad.



RIESGO DE CRÉDITO

La mayor parte de nuestras ventas corresponden a grandes clientes mineros y a compañías de distribución de electricidad. Estas ventas son reguladas por contratos de largo plazo, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad financiera de estos clientes y del cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Una disminución en el precio del cobre y otras materias primas podría afectar de manera desfavorable los ingresos y los resultados financieros de nuestros clientes, causando operaciones de minería reducidas y una menor demanda de electricidad, que podría afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja.

La Compañía cuenta con políticas de riesgo de contrapartes comerciales y financieras y con procedimientos y controles relacionados a la administración del riesgo de crédito de sus clientes. La compañía asigna límites de crédito para sus clientes, grandes proveedores y contrapartes financieras en función de la clasificación de riesgo basada en el análisis de los riesgos de la industria, de mercado, operacionales, financieros, reputacionales, comportamiento de pago y otros. 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 el área de finanzas corporativas de acuerdo con las políticas 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, los que son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos y mitigar pérdidas ante un potencial incumplimiento de una contraparte en particular.

RIESGO DE LIQUIDEZ

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. 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 2018, la Compañía tenía vencimientos de deuda por un total de USD 90 millones en el año 2019 y luego no presenta vencimientos significativos sino hasta el año 2021. La sociedad cuenta con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que, en conjunto con la cantidad de USD 100 millones disponible para girar bajo una línea de crédito comprometida de largo plazo con los bancos Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC, exceden con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

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).

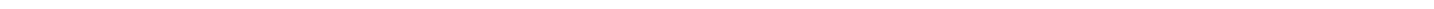
La Compañía también ha contratado otros programas de seguros, tales como seguros de vida y de accidentes para los empleados y pólizas para vehículos, edificios y contenidos, equipos contratistas y responsabilidad civil contratista.

Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil del Empleador y Transporte, incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

4

ESTRATEGIA DE *sostenibilidad*

Nuestro modelo de gestión responsable se enmarca en la estrategia corporativa de “Progreso en Armonía” y está alineado con los principales desafíos globales y locales en sostenibilidad.



The image features a central square inset with a light blue background. This inset contains a photograph of a kite festival against a clear, bright blue sky. Numerous colorful kites of various shapes and sizes are flying, including a prominent orange leaf-shaped kite at the top, a long purple and blue striped kite on the left, and several yellow and red kites at the bottom. The background of the entire image is an aerial view of a port area, showing stacks of colorful shipping containers in shades of red, blue, and yellow, and a road with white lane markings.

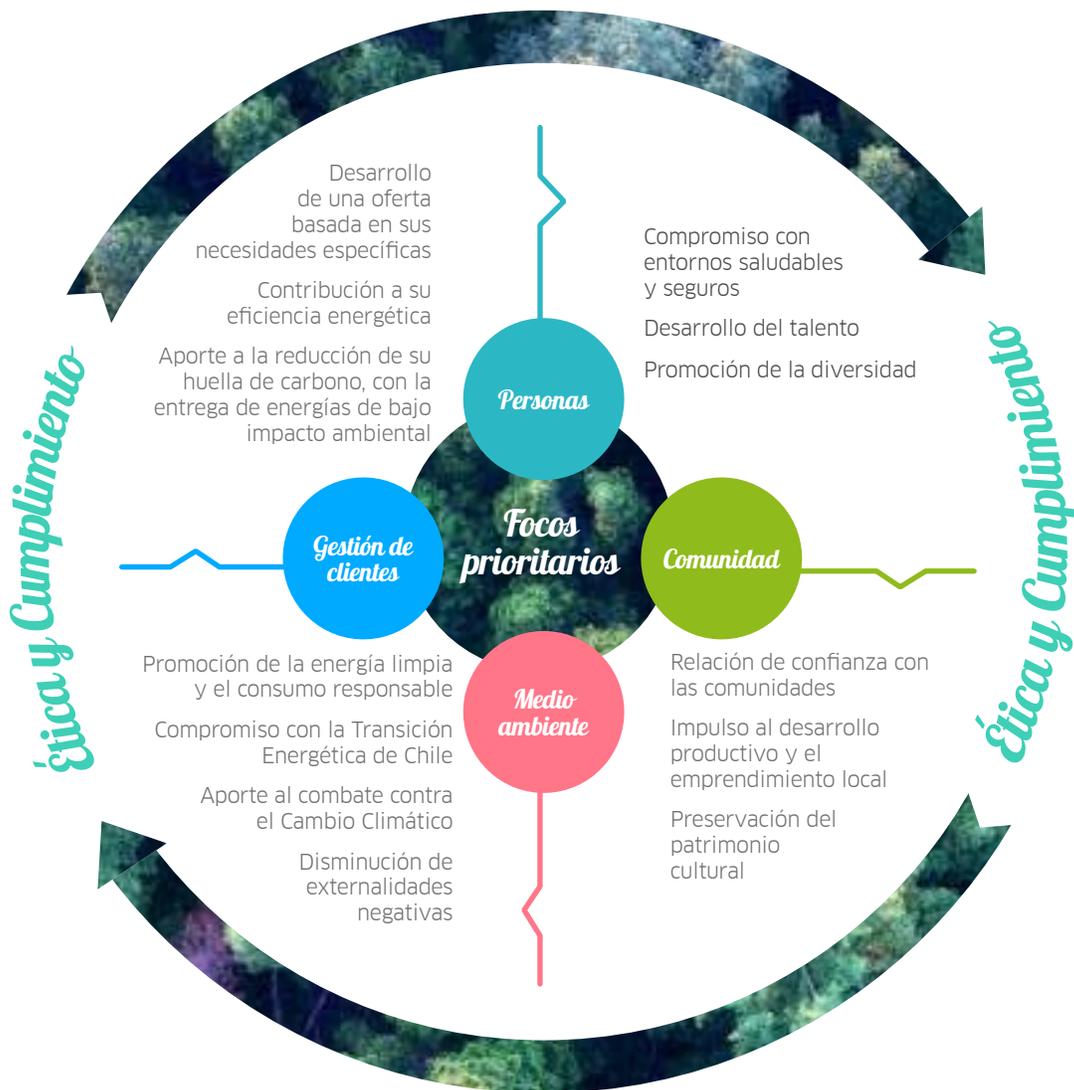
#ValorCompartido

MODELO DE SOSTENIBILIDAD

ENGIE Energía Chile opera en el ámbito de la sostenibilidad a partir de un modelo alineado con su estrategia corporativa y cuyo objetivo central es aportar valor a todos los grupos de la compañía.

Este marco interno está construido sobre cuatro ejes de acción prioritarios -desarrollo de las personas,

relación de mutuo beneficio con la comunidad, cuidado del medio ambiente y gestión integral de los clientes-, todos los cuales son abordados por la empresa con compromisos medibles y un enfoque de gestión ética y cumplimiento legal en sintonía con los mejores estándares internacionales.



COMPROMISO CON LOS DESAFÍOS GLOBALES

En ENGIE Energía Chile, nos hemos propuesto multiplicar el impacto positivo de nuestras actividades a través de un involucramiento activo y continuo en la comunidad y el entorno. Nuestra aspiración no solo es consolidarnos como un motor de desarrollo y bienestar permanente, sino también convertirnos en un aliado comprometido con la solución de los problemas que afectan a la sociedad. Como empresa del sector energético y en nuestra condición de gran empleadora e importante agente económico a nivel local, creemos que tenemos mucho que aportar para la construcción de un modelo de crecimiento cada vez más justo, equilibrado e integrador.

En el marco de esta visión, en 2018 iniciamos una revisión de nuestras prioridades estratégicas con el fin de apalancarlas de una manera más directa con los grandes desafíos globales y nacionales en materia de sostenibilidad, como los Objetivos de Desarrollo Sostenible¹, la Ruta Energética² definida por el país y la Mesa Público Privada para Incentivar la Inserción de la Mujer en el Sector Energía³. Como parte de este trabajo, elaboramos un análisis cualitativo para identificar la contribución directa que estamos entregando como compañía a estas causas transversales y las oportunidades que se nos presentan para seguir fortaleciendo esta participación.

Algunos de los principales resultados de este ejercicio fueron los siguientes:

Cruce entre Balanced Scorecard de ENGIE Energía Chile y los ODS

13 de los 21 KPI de la empresa se asocian de forma clara con 6 de los 17 ODS



5 de nuestros KPI se alinean con 5 ODS sin estar adheridos



1. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Objetivos Mundiales, forman parte de la agenda definida por la Organización de Naciones Unidas para resolver al año 2030 los principales problemas sociales, económicos y ambientales que afectan a la humanidad.

Ver más en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

2. <http://www.energia.gob.cl/ruta>



Cruce entre Balanced Scorecard de ENGIE Energía Chile y los 10 compromisos de la Ruta Energética + la Mesa Público Privada para Incentivar la Inserción de la Mujer en el Sector Energía

6 de nuestros 21 KPI se asocian de forma clara con 4 de los compromisos de la Ruta Energética y con el objetivo de la Mesa:

4. Alcanzar cuatro veces la capacidad actual de generación distribuida renovable de pequeña escala.

6. Modernizar regulación de la distribución eléctrica.

9. Iniciar proceso de descarbonización de la matriz energética.

10. Capacitar a seis mil operarios, técnicos y profesionales, desarrollando competencias y habilidades de gestión y usos sostenibles de la energía.

+ Objetivo Mesa Público Privada para Incentivar Inserción de Mujeres en Energía.

A partir de estos resultados, la gran conclusión que hemos sacado como compañía es que nuestros proyectos, iniciativas y prácticas representan un aporte real para el logro de estas iniciativas externas.

Sobre esta base de esta certeza, nuestro desafío principal a partir de ahora será continuar profundizando esta relación.



GESTIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD EN UN ENTORNO EN EVOLUCIÓN

En ENGIE Energía Chile estamos conscientes de los enormes desafíos en términos de sostenibilidad que nos plantea un entorno de negocio cada vez más exigente y en permanente transformación. Desde esta perspectiva, hemos puesto un especial énfasis tanto en la detección temprana de las potenciales amenazas que puedan provenir desde la dimensión socioambiental de la actividad, como en la gestión continua de aquellos aspectos de sostenibilidad que son críticos para el logro de nuestra estrategia.

En el contexto de este trabajo, algunos de los avances que alcanzamos en 2018 fueron:

- **Gestión de riesgos asociados a la sostenibilidad:**

Con el objetivo de identificar aspectos emergentes que puedan comprometer los planes de la compañía, desde 2018 hacemos un monitoreo mensual de aquellos riesgos que no han sido identificados como críticos en nuestro mapa corporativo. Esta revisión complementa la evaluación anual que hace nuestro directorio y el monitoreo trimestral de los riesgos más relevantes. Entre los riesgos emergentes, prestamos atención especial a aquellos que se consideran cualitativos, entre los que se cuentan todos los que no tienen un impacto financiero definido, como los carácter ambiental, reputacional, ético y social. Si como resultado de esta revisión constatamos que uno de estos riesgos emergentes debe comenzar a ser gestionado como un riesgo crítico, activamos un procedimiento que considera la definición de planes de acción y mitigación, metas, responsables y el cálculo de su impacto financiero.

- **Aspectos de sostenibilidad incorporados en la planificación estratégica:** En la compañía, definimos anualmente nuestros indicadores de desempeño o KPI en función de los proyectos y planes críticos trazados por la alta dirección para el período, y considerando aquellos aspectos que sean susceptibles de gestionarse con metas de cumplimiento. En 2018, levantamos para nuestro Balanced Scorecard un total de 21 KPI, los que asociamos a cada uno de los tres pilares de nuestra estrategia corporativa: Clientes, Productividad y Sostenibilidad. En esta última dimensión, en concreto, decidimos incluir solo indicadores que pudiéramos monitorear de forma continua a través de criterios objetivos, como el de "Relacionamiento con Stakeholders" (ver más en página 71). Considerando que el éxito de todos estos proyectos es un desafío colectivo, que impacta incluso en el bono anual de desempeño de todos los colaboradores, otro de nuestros focos en 2018 estuvo en la comunicación del Balanced Scorecard. En esa línea, transparentamos la evolución de esta planificación estratégica a través de la Intranet. Además, en los informes mensuales de gestión que subimos al sitio web corporativo, incorporamos detalles del BSC y el porcentaje de cumplimiento de algunos de nuestros KPI. Nuestro objetivo en 2019 es seguir avanzando en la comunicación de estas materias y continuar potenciando la gestión de los aspectos de sostenibilidad con criterios cada vez más objetivos.



GRUPOS DE INTERÉS



STAKEHOLDERS INTERNOS

- Colaboradores
- Sindicatos
- Comités Paritarios



STAKEHOLDERS DE LA SOCIEDAD

- Comunidades
- ONG
- Gremios



STAKEHOLDERS DE LA AUTORIDAD

- Autoridades locales
- Autoridades nacionales



STAKEHOLDERS FINANCIEROS

- Accionistas
- Analistas
- Bonistas
- Bancos



NEGOCIO

- Clientes
- Proveedores
- Socios Industriales

En ENGIE Energía Chile, buscamos construir con nuestros públicos de interés una relación de largo plazo, fundada en la comunicación permanente, la confianza mutua y el desarrollo recíproco.

Esta vinculación la desarrollamos en torno a los principales temas de interés común y nos sirve además para recoger la retroalimentación que requiere nuestro modelo de mejora continua.

A nivel territorial, este relacionamiento se enmarca en nuestro proceso de Transición Energética y tiene como prioridades la reconversión económica de las localidades en donde cerraremos plantas a carbón y la búsqueda de nuevos proyectos 100% renovables, para garantizar su plena viabilidad social y ambiental.

HITOS DE LA RELACIÓN CON LOS GRUPOS DE INTERÉS

En 2018, uno de nuestros principales avances en materia de sostenibilidad fue la incorporación del indicador de “Relacionamiento con Stakeholders” en el Balanced Scorecard de la compañía. Este hito nos llevó a elaborar un nuevo Plan de Seguimiento y Manejo de Stakeholders.

En el marco de este programa, algunas de las iniciativas que impulsamos fueron las siguientes:

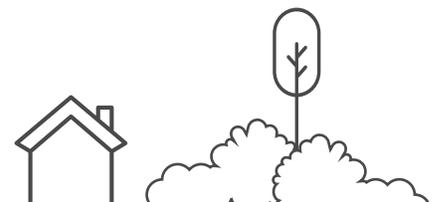
- Generamos un mapa con cerca de 100 grupos de interés relevantes para la compañía, entre los cuales identificamos, además, un grupo de en torno a 25 stakeholders críticos. Este listado se actualizará cada tres meses, considerando que el relacionamiento es un proceso dinámico.
- Para gestionar la relación con este último segmento, definimos un sistema de Stakeholders Manager. Estos ejecutivos son los encargados de la relación con cada uno de estos actores estratégicos y en ese carácter deben, entre otras tareas:

A. ser el interlocutor principal de su grupo de interés dentro de la compañía. Esto significa responder sus requerimientos y liderar los contactos que otras áreas de la empresa impulsen con dicho stakeholder.

- B.** generar planes de relacionamiento y registrar todas estas comunicaciones.
- C.** rendir cuentas de forma periódica de los temas sensibles identificados en el marco de esta relación.
- D.** convertir a estos grupos de interés críticos en aliados de la compañía.

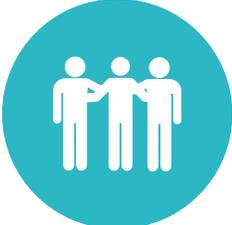
- El seguimiento de este nuevo indicador a través del Balanced Scorecard se realizará en función del cumplimiento de los planes de contacto y de la capacidad de los Stakeholders Manager de mover a dichos grupos a cuadrantes más favorables del mapa de engagement.
- Otro hito del año 2018 en materia de vinculación con los grupos de interés fue el reforzamiento de nuestras relaciones con los accionistas. Este trabajo contempló, entre otras acciones, un alineamiento de nuestra forma de entregar la información financiera con los criterios del área de Investor Relations de ENGIE global. A esto se sumó la entrega periódica al mercado de guías financieras con proyecciones de resultados a dos años.

INSTITUCIONES EN LAS QUE PARTICIPA ENGIE Energía Chile



Institución	Sitio web
ACCIÓN EMPRESAS	www.accionempresas.cl
PACTO GLOBAL	www.pactoglobal.cl
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

CANALES DE COMUNICACIÓN

Ámbito	Stakeholders	Líneas de comunicación
 <p>INTERNO</p>	<ul style="list-style-type: none"> Colaboradores Sindicatos Comités Paritarios 	<ul style="list-style-type: none"> Intranet, Newsletter, encuesta ENGIE & Me, gestión del desempeño, programas de capacitación y liderazgo, y campañas internas Procesos de negociación colectiva y reuniones mensuales Reuniones de trabajo, paneles y encuentros anuales
 <p>SOCIEDAD</p>	<ul style="list-style-type: none"> Comunidades ONG Gremios 	<ul style="list-style-type: none"> Mesas de trabajo, gestores territoriales, stakeholders manager y Reporte Integrado Gestores territoriales, stakeholders manager y Reporte Integrado Participación en comités, mesas de trabajo y Reporte Integrado
 <p>AUTORIDAD</p>	<ul style="list-style-type: none"> Local Nacional 	<ul style="list-style-type: none"> Mesas de trabajo y stakeholders manager Conductos formales y stakeholders manager
 <p>FINANCIERO</p>	<ul style="list-style-type: none"> Accionistas Analistas Bonistas Bancos 	<ul style="list-style-type: none"> Junta de Accionistas, web corporativa, conferences call, Investor Relations Officer, Reporte Integrado e informes periódicos al mercado
 <p>NEGOCIO</p>	<ul style="list-style-type: none"> Clientes Proveedores Socios Industriales 	<ul style="list-style-type: none"> Newsletter mensual, Customer Day, sitio web corporativo y Reporte Integrado Nuevo Portal de Proveedores, contacto interno, reuniones mensuales con proveedores críticos y Reporte Integrado Alianzas y acuerdos

AVANCES EN SOSTENIBILIDAD

Seguridad y Salud Ocupacional

Reforzamos el proceso de aprobación de los permisos de trabajo e instauramos una política de Tolerancia Cero con el incumplimiento de los procedimientos internos.

Una Cultura para los Nuevos Desafíos

Adoptamos los cuatro comportamientos que ENGIE global estableció como prioritarios para que la organización pueda enfrentar con éxito sus retos futuros.

Desarrollo y Aprendizaje

Impulsamos en Tocopilla una estrategia destinada a reubicar a los colaboradores que se desempeñan en las dos unidades carboneras que cerraremos en esta comuna en 2019.

Diversidad y Equidad de Género

Superamos la meta de 18% para 2018 de nuestro KPI de Mujeres en Cargos Ejecutivos, al alcanzar un resultado de 18,97% al cierre del período.

Innovación y Digitalización

Organizamos talleres de innovación y digitalización para nuestros equipos de Santiago, Tocopilla y Mejillones.

Gestión Ambiental

Recertificamos nuestro sistema de gestión integral y cerramos sin ningún proceso de sanción las 12 fiscalizaciones que efectuó la autoridad a las operaciones de la compañía.

Desarrollo de Proveedores

Elevamos al 92% la proporción de proveedores nacionales en nuestra cartera y mantuvimos nuestra política de pagar las facturas de las pequeñas empresas en un plazo promedio de 15 días.

Relación con las Comunidades

Conformamos mesas de trabajo en Tocopilla para abordar la reconversión social y económica de la localidad en el marco del cierre gradual de nuestras centrales a carbón. Trabajamos, además, en la búsqueda de proyectos renovables, para garantizar su plena viabilidad social y ambiental.

VALOR GENERADO Y DISTRIBUIDO

En 2018, como ENGIE Energía Chile creamos valor económico directo por MUS\$1.289.416. Esta cifra es mayor que la registrada en 2017, de MMUS\$1.072.

Del total del valor económico que generamos durante el último período distribuimos un total de MUS\$ 1.031.865 entre nuestros principales grupos de interés. La diferencia restante (MUS\$ 257.551) correspondió a nuestro valor retenido.

Valor Económico Generado

MUS\$1.289.416

MUS\$ 1.275.296

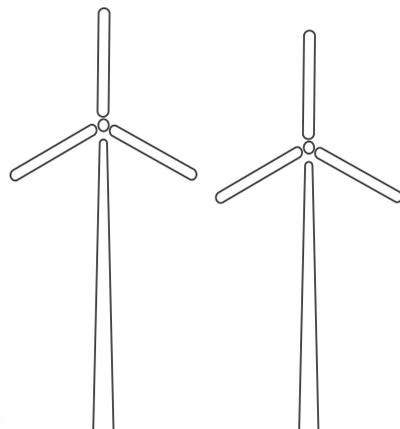
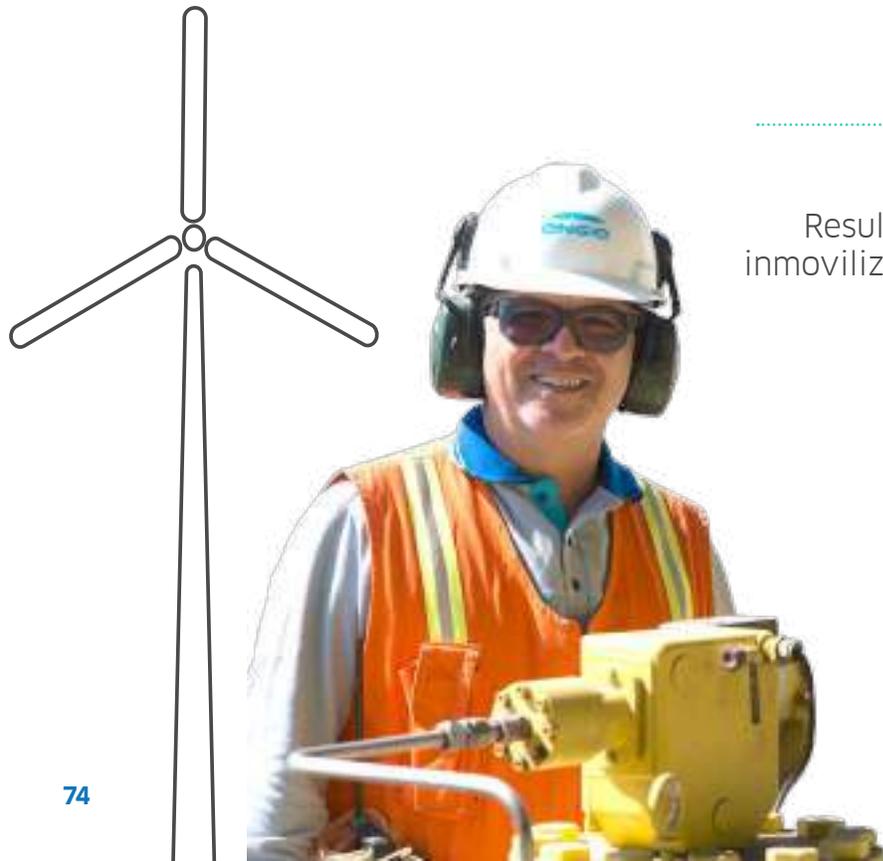
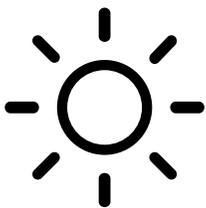
Ventas y otros ingresos por explotación

MUS\$ 5.846

Ingresos financieros

MUS\$ 8.274

Resultado de enajenaciones inmovilizado y otros resultados



Valor Económico *distribuido*

MUS\$ 1.031.865



COLABORADORES (1)

MUS\$ 21.700



GASTOS
OPERATIVOS (2)

MUS\$ 887.011



ACCIONISTAS Y
FINANCISTAS

MUS\$ 83.900



ESTADO (3)

MUS\$ 38.339



COMUNIDAD

MUS\$ 915

Valor Económico *retenido*

MUS\$ 257.551

2017: MMUS\$ 208

2016: MMUS\$ 274

(1) Salarios y prestaciones, excepto capacitación.

(2) 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.

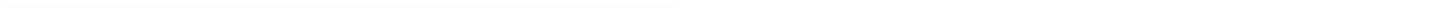
(3) Tributos devengados en el ejercicio y recogidos como gasto en los estados consolidados del Grupo, incluyendo el Impuesto sobre Sociedades y los Impuestos Especiales.



5

TEMAS *relevantes*

Nuestra gestión sostenible se concentra en los temas que los grupos de interés consideran más relevantes. Todas estas dimensiones las abordamos con diálogo continuo y una mirada de valor compartido.





#MultiplicarLasOportunidades

SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL

EN 2018, ASIGNAMOS MÁXIMA PRIORIDAD A LA MEJORA Y UNIFORMIDAD A NIVEL TRANSVERSAL DE LAS CONDUCTAS INDIVIDUALES Y DE LOS PROCESOS QUE INVOLUCRAN IMPACTOS EN LA SEGURIDAD.

Enfoque de gestión

En ENGIE Energía Chile, queremos construir una cultura de la prevención y el autocuidado, que involucre no solo a nuestros equipos, sino también a las empresas contratistas. Con este objetivo, contamos con políticas y procedimientos de carácter obligatorio para todas las personas, e impulsamos planes de capacitación continua en torno a estas materias. En sintonía con esta aspiración, también hemos incorporado a nuestro sistema de gestión integral la norma internacional OHSAS 18.001 y actualizamos anualmente un completo programa de inversiones en equipamiento de seguridad.

En 2018, lamentamos el fallecimiento de uno de nuestros trabajadores en las instalaciones de Mejillones. Este suceso nos obligó a replantearnos en profundidad nuestros sistemas de control y nos llevó a asignarle máxima prioridad a la mejora y uniformidad a nivel transversal de las conductas individuales y procesos que involucran impactos en la seguridad. Esta determinación derivó en las siguientes medidas:



- Reforzamos el proceso de aprobación de los permisos de trabajo. Estas son autorizaciones que contribuyen a realizar las tareas de manera segura, con todas las condiciones necesarias para evitar accidentes. Con esa finalidad, efectuamos:
 - Capacitaciones específicas.
 - Renombramos algunas etapas claves de este proceso, para reforzar su relevancia.
 - Programas de intervención cultural para promover cambios en las conductas de las personas frente a los riesgos.
 - Programas dirigidos a líneas de mando para la definición de los “paso a paso” de cada actividad, la designación de sus responsables y la identificación de las competencias técnicas y blandas requeridas en cada tarea.
- Incorporamos un prevencionista de riesgos en cada unidad de negocios para reforzar las actividades de prevención en las operaciones hasta lograr su madurez en términos de seguridad.
- Nuevo enfoque para el monitoreo de los indicadores de seguridad: En 2018, tomamos la decisión de llevar a cero todos nuestros indicadores de seguridad cada vez que se produzca una fatalidad, aun cuando hayamos logrado mejoras en otras dimensiones de nuestro desempeño. La idea es reforzar nuestro propósito central de gestión, que es garantizar la seguridad e integridad de las personas. En la misma línea, a partir de junio, se robusteció el seguimiento de las metas propuestas por la matriz, que son altamente exigentes.

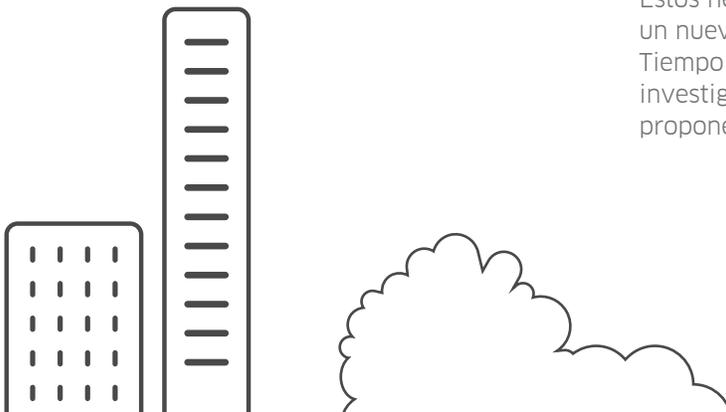
En noviembre, el aumento de los HIPO nos obligó a tomar la inédita decisión de paralizar las actividades a nivel nacional para reflexionar como compañía en torno a este tema.

ESTRATEGIA FRENTE AL AUMENTO DE LOS HIPO

En 2018, también nos propusimos hacer frente a la tendencia al alza que detectamos en los eventos con alto potencial (HIPO). Con esta finalidad, aumentamos las exigencias e instauramos una política de Tolerancia Cero con los incumplimientos. El objetivo es contar con un modelo que establezca consecuencias claras frente a las transgresiones. En esa línea, se creó un sistema de cartas de compromiso y amonestación para las conductas fuera de norma, cuyo monitoreo estará a cargo de un Comité de Comportamiento. Esta instancia estará integrada por las áreas de Recursos Humanos, Operaciones y Seguridad, y comenzará a operar en enero de 2019.

En noviembre, el aumento de estos HIPO nos obligó a tomar la inédita decisión de paralizar las actividades a nivel nacional para reflexionar en conjunto como compañía sobre este tema. La jornada, que fue encabezada por los máximos ejecutivos de cada sitio, sirvió para reforzar entre los colaboradores el mensaje de que “pase lo que pase, la seguridad de las personas siempre debe estar primero”.

Estos hechos derivaron además en la creación de un nuevo Comité de Revisión de Accidentes con Tiempo Perdido / HIPO. Este órgano tendrá por misión investigar las causas raíces de este tipo de eventos y proponer acciones de mitigación y mejora.



CAPACITACIÓN PRÁCTICA Y EN TERRENO

Como resultado de los énfasis definidos para la gestión en seguridad, en 2018, el foco de la capacitación en este ámbito estuvo en las actividades con mayor número de personas involucradas, que son las que comprenden los más altos niveles riesgo. En el marco de esta labor, estuvimos presentes en cada uno de los sitios para capacitar a través de caminatas gerenciales a más de 200 personas de distintos cargos.

A nivel operativo, otro foco estuvo en el trabajo en altura, ámbito que abordamos mediante cursos prácticos sobre uso de sistemas de protección contra caídas.

Durante el año, además, continuamos reforzando entre los equipos, una por mes, nuestras “Nueve reglas que salvan”. Y en noviembre, además, lanzamos la “Mano de la Seguridad”, una campaña de sensibilización que representa gráficamente los cinco aspectos centrales de nuestra política de seguridad.



La Mano de la Seguridad



1

Cumplir

siempre las reglas que salvan vidas.

2

Detener

acciones inseguras y trabajos con condiciones inseguras de inmediato.

3

Mantener

siempre una vigilancia compartida.

4

Reportar

toda situación y/o condición insegura.

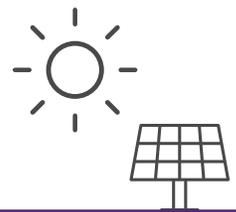
5

Actuar

con autocuidado y disciplina.



En salud preventiva, lanzamos un programa de control de riesgos cardiovasculares, que contempló controles mensuales y gratuitos en Mejillones y Tocopilla.



RIESGOS PSICOSOCIALES

En este ámbito, el trabajo estuvo centrado en las brechas detectadas en las últimas encuestas. En este marco, uno de los focos abordados fue la inquietud que se ha generado entre las personas por los eventuales impactos en términos de empleo del proceso de cierre de las plantas a carbón en el norte.

Este tema fue tratado por la compañía de una manera específica con los sindicatos y a nivel general con charlas y capacitaciones orientadas a facilitar los cambios.

Desde una perspectiva de salud preventiva, lanzamos -además- un programa de control de riesgos cardiovasculares, que contempló en Mejillones y Tocopilla controles mensuales y gratuitos para quienes recibieron observaciones en sus exámenes ocupacionales. El programa incluye la entrega de recomendaciones respecto de cómo y con quién tratarse.



¿CÓMO INVOLUCRAMOS A LOS CONTRATISTAS EN NUESTRAS POLÍTICAS DE SALUD Y SEGURIDAD?

- Cada vez que hacemos un proceso de licitación, les compartimos nuestros estándares de seguridad y el reglamento especial de empresas contratistas.
- Contamos con un sistema de control interno que nos permite asegurar que solo ingresan a la compañía contratistas con exámenes ocupacionales y contratos al día. Respecto de este punto, en 2018, aumentamos los controles de salud con los contratistas nuevos, poniendo el foco en la actualización de los exámenes.
- En materia de seguridad, los contratistas tienen una meta global cuyo cumplimiento monitoreamos mes a mes. Las faltas reiterativas las consideramos como un antecedente negativo para nuevas licitaciones y pueden derivar incluso en el término del contrato.
- Mensualmente reforzamos entre el personal externo nuestras "Nueve reglas que salvan" y desde noviembre también las campañas sobre la "Mano de la Seguridad".
- Con las empresas contratistas, frente a casos de HIPO aplicamos una política de Tolerancia Cero. En la práctica, esto significa que en tales casos se procede al despido del supervisor y del jefe de seguridad de la empresa.

Salud y Seguridad en cifras

Indicadores de seguridad del personal propio



Índice de Frecuencia



Cumplimiento



Fatalidad



Accidentes gravísimos

Principales campañas de sensibilización de 2018

- Procedimiento de Trabajo
- Nueve Reglas que Salvan
- Mano de la Seguridad
- Caminatas de Seguridad
- Protección Respiratoria
- Primeros Auxilios
- Ergonomía de Puesto de Trabajo
- Alimentación Saludable

US\$ 3 MM

inversión en seguridad durante 2018



Contratistas

más de

700

trabajadores contratistas capacitados en seguridad



Trabajadores con enfermedades ocupacionales



Hombres



Mujeres

Multas



100

Unidades Tributarias Mensuales (UTM)

Sumario sanitario asociado al cumplimiento del DS 594

DESARROLLO DE PROVEEDORES

EN 2018, ELEVAMOS AL 92% LA PROPORCIÓN DE PROVEEDORES NACIONALES EN NUESTRA CARTERA Y MANTUVIMOS NUESTRA POLÍTICA DE PAGAR LAS FACTURAS DE LOS PROVEEDORES PYME EN UN PLAZO PROMEDIO DE 15 DÍAS.

Enfoque de gestión

En línea con la Política de Compras de la compañía, la gestión de proveedores de ENGIE Energía Chile tiene como prioridad satisfacer las necesidades corporativas de adquisición de manera eficiente y oportuna, garantizando al mismo tiempo, a través de procesos transparentes y competitivos, en los cuales debe destacar siempre la seguridad de las personas, una gestión ambiental responsable y la entrega de servicios de calidad, entre otros aspectos técnicos, económicos y operativos.

En este contexto, como empresa aspiramos a construir con los proveedores un vínculo de confianza basado en la responsabilidad mutua durante todo el ciclo de relacionamiento y en el compromiso de aportar al desarrollo de nuestros entornos. Como parte de esta mirada, uno de nuestros desafíos es fortalecer las empresas locales para integrarlas en la cadena de valor y sumarlas a nuestros objetivos estratégicos.

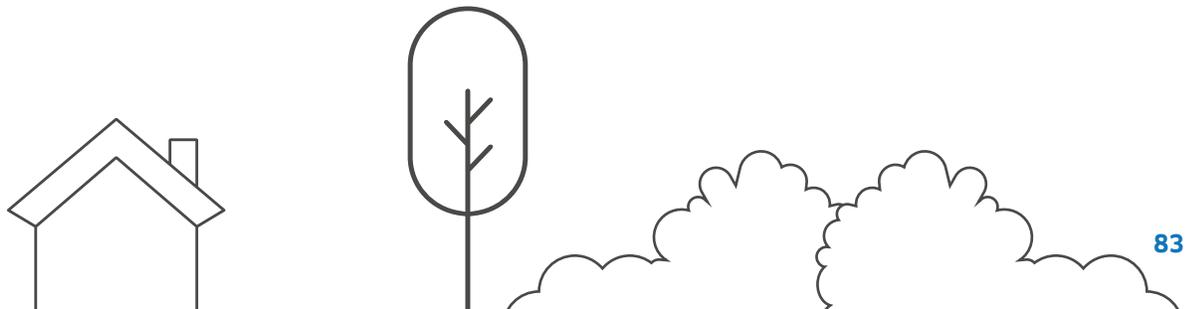
DESARROLLO DE PROVEEDORES LOCALES

Con el fin de multiplicar el impacto positivo de nuestras operaciones en las comunidades vecinas, en ENGIE Energía Chile ponemos un especial énfasis en el desarrollo de los proveedores locales.

Como compañía que emplea servicios especialistas de manera intensiva, privilegiamos a igual condición de competitividad, sobre todo en el ámbito de las mantenciones mayores, la contratación de empresas y personal provenientes de las localidades en que se desarrollan nuestras actividades.

En la misma línea de favorecer el progreso de las comunas aledañas, también nos preocupamos de que las empresas contratistas cuenten con trabajadores locales e incluyan en su cadena de valor a los pequeños proveedores de la zona.

Conscientes del impacto que tiene para estos emprendimientos el pago oportuno de sus servicios, contamos, asimismo, con una política corporativa en este ámbito que considera resguardos especiales para las PYMES.

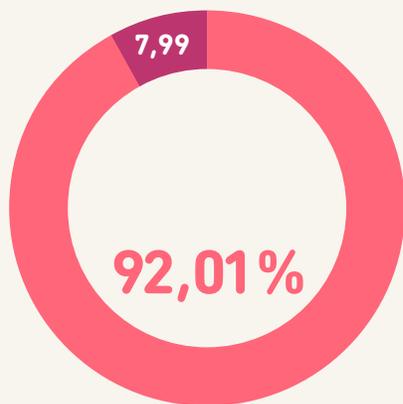


Entre ellos se cuentan:

- **Pago a 15 días para los proveedores pequeños** (plazo menor al estándar de 30 días promedio que tiene la compañía para el pago de facturas).
- **Respetamos y cumplimos** con los proveedores el acceso a factoring.
- **Política de pronto pago**, que permite al proveedor acceder en menos tiempo a su reembolso, al que solo se le aplica un descuento de carácter simbólico.
- **Si se producen atrasos en el pago o en la ejecución de servicios** como consecuencia de problemas internos de ENGIE Energía Chile, la compañía procura mejorar los plazos de las respectivas retribuciones sin costos adicionales involucrados.

Conscientes del impacto que tiene para nuestros proveedores pequeños el pago oportuno de sus servicios, contamos con una política corporativa en este ámbito que considera resguardos especiales para las PYMES.

1.390 número total de proveedores



● Proveedores internacionales ● Proveedores nacionales

Proveedores en cifras



MONTO TOTAL PAGADO A PROVEEDORES EN 2018

USD 356.483.672

TOTAL DE COMPRAS A PROVEEDORES NACIONALES

USD 282.167.476

TOTAL DE COMPRAS A PROVEEDORES INTERNACIONALES

USD 74.316.196



40

Número de empresas contratistas con personal en las instalaciones de EECL

828

Total de trabajadores de empresas contratistas



37 Pequeños proveedores recibieron el pago de sus facturas en 15 días durante 2018



CUMPLIMIENTO LABORAL Y CRITERIOS DE SELECCIÓN

En ENGIE Energía Chile, las relaciones contractuales con los proveedores las establecemos a través de un contrato con cláusulas específicas sobre cumplimiento laboral o mediante una orden de servicios que también incluye estos apartados. El monitoreo de esta gestión, además, lo realizamos de manera mensual con el apoyo de una empresa externa, cuyos certificados sobre el cumplimiento de las obligaciones laborales son una condición para la ejecución de las facturas. En los contratos, de igual modo, establecemos resguardos financieros que cubren al menos dos meses de remuneraciones para los trabajadores externos de una empresa ante eventual situación de incumplimiento o quiebra.

Para la selección de nuestros proveedores, efectuamos también un riguroso proceso de revisión, que incluye:

- Análisis de la información disponible del proveedor en la prensa respecto de casos de incumplimiento con connotación pública.
- Control de indicadores de seguridad.
- Solicitud de certificados de obligaciones laborales y comerciales.
- Estudio de antecedentes a través del Sistema de Información de Calificación de Empresas Proveedoras (SICEP), plataforma a través de Internet desarrollada por la Asociación de Industriales de Antofagasta, que entrega información promenorizada sobre el

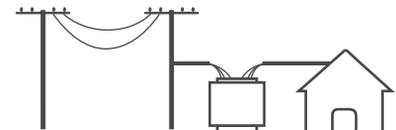
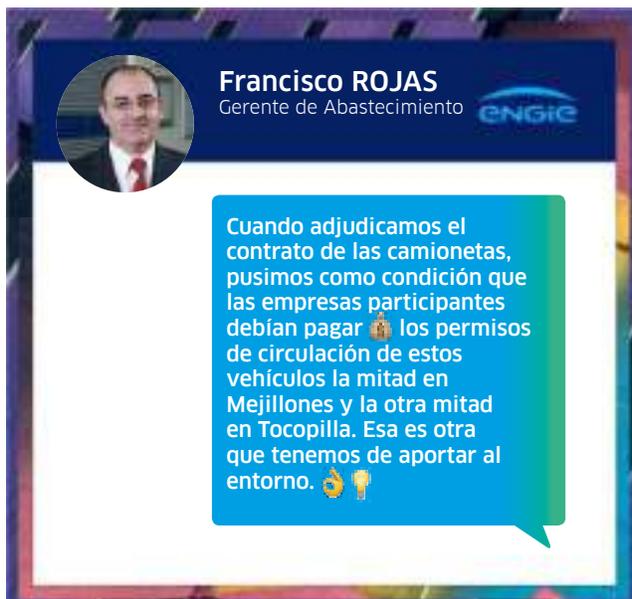
desempeño de los proveedores adscritos. Como ENGIE Energía Chile, promovemos la incorporación de los proveedores en sus registros, por cuanto entendemos que también es una vitrina hacia el mercado general para empresas con buenas prácticas.

En materia de cumplimiento normativo, otro aspecto clave de nuestra gestión tiene relación con la forma en que involucramos a los proveedores en los estándares corporativos relacionados con prevención del delito y gestión ética. Para estos efectos, en nuestros contratos contamos con anexos cuyo fin es asegurar y comprometer a las empresas externas en los modelos y directrices de la compañía en este ámbito.

A fin de profundizar este alineamiento, en 2018 invitamos a los contratistas a nuestros ciclos internos de capacitación en ética y prevención del delito (ver más en capítulo Gestión Ética).

PRINCIPALES CANALES DE COMUNICACIÓN Y RETROALIMENTACIÓN

- **Comités de Faena:** A través de estos órganos, estamos de forma mensual analizando los resultados y definiendo acciones en materia de seguridad.
- **Reuniones mensuales de gestión con los contratos recurrentes:** Estas instancias las desarrollamos con aquellos proveedores con contratos superiores a un año y nos permiten abordar materias tanto de seguridad como de carácter operacional y comercial.
- **Nuevo Portal para Proveedores:** Es una plataforma que se desarrollará en 2019 y que permitirá a las empresas externas a través de Internet mantener una comunicación fluida con ENGIE Energía Chile. En este espacio, los proveedores podrán acceder a información sobre contratos y procesos de pago, y a comunicados corporativos relevantes, entre otros contenidos.



GESTIÓN AMBIENTAL

EN 2018, ESTABLECIMOS PARA EL EJERCICIO 2017 UNA HUELLA DE CARBONO DE 5,74 MILLONES DE TONELADAS DE CO2 EQUIVALENTE. ESTA CIFRA EQUIVALE A UNA REDUCCIÓN DEL 25% RESPECTO DE LA OBSERVADA EN 2016.

Enfoque de gestión

Nuestra gestión ambiental tiene como máxima prioridad reducir y mitigar las emisiones de SO₂, NO_x, material particulado (MP) y Gases de Efecto Invernadero que producen las unidades de generación térmica.

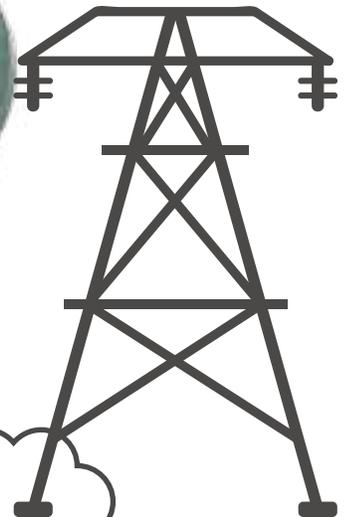
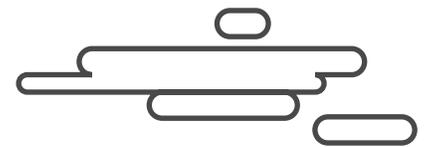
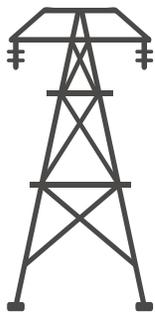
Este trabajo lo estamos abordando con el enfoque de Transición Energética que orienta nuestra actividad desde 2015 y lo ejecutamos en el marco de un sistema integrado de gestión que garantiza el cumplimiento de los más altos estándares de desempeño ambiental.

Estos lineamientos los complementamos con metas de reducción del consumo energético, programas de manejo de residuos y con un control continuo del uso del recurso hídrico.

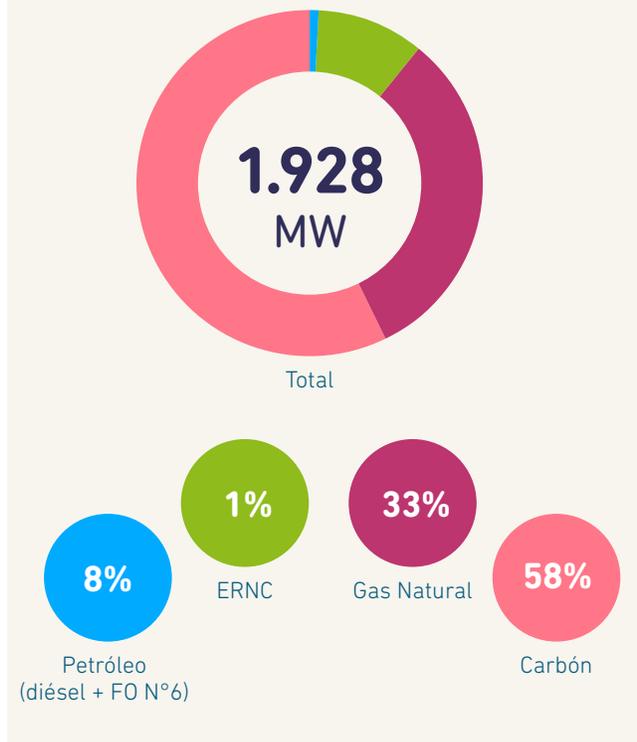
HITOS DE LA GESTIÓN 2018

En línea con nuestros objetivos estratégicos en el ámbito ambiental, uno de los principales avances de nuestra gestión en 2018 fue la recertificación que efectuamos del sistema integrado de gestión de la compañía, un modelo que comprende las normas ISO 9.001, ISO 14.001 y OHSAS 18.001.

En el marco de la actualización de la ISO 14.001, en concreto, incorporamos por primera vez las dimensiones que introduce la versión 2015 de esta norma sobre el concepto de ciclo de vida de la producción. Esto significó comenzar a integrar a la gestión de la empresa información ambiental de nuestros principales proveedores, lo que ejecutamos a través de encuestas y requerimientos específicos de documentación.



Capacidad instalada según combustible a diciembre de 2018



En 2018, además, logramos disminuir de forma significativa nuestras emisiones por chimenea respecto del período anterior. Este resultado se produjo por la combinación de dos factores principales:

1. La menor generación de nuestras unidades a carbón, por la irrupción de las energías renovables y menores costos de la energía.
2. Una mejora en la precisión de nuestros sistemas de monitoreo, especialmente respecto de los parámetros que establece la autoridad.

Cabe consignar que este tipo de emisiones son las que determinan el pago de los impuestos verdes, vigentes desde 2017.

En abril de 2018, aportamos por primera vez por este concepto la suma de US\$ 14,8 millones correspondientes al ejercicio anterior (informado en Reporte Integrado 2017). El período 2018, por su parte, nos corresponde rendirlo en abril de 2019.

Sexto año consecutivo sin multas ambientales: en 2018, ninguna de las 12 fiscalizaciones que efectuó la Superintendencia de Medio Ambiente a nuestras instalaciones derivó en un proceso de sanción.

INCIDENCIAS AMBIENTALES

A lo largo del año, tuvimos doce incidentes ambientales, todos ellos de carácter menor y confinados en nuestras instalaciones industriales.

En este contexto, en diciembre, tuvimos que hacer frente a un episodio provocado por un fenómeno natural que afecta las aguas de la bahía de Mejillones y que derivó en la formación de espuma marina en las descargas de las aguas del sistema de enfriamiento y en las chimeneas de venteo de las unidades del Complejo Término Mejillones.

Esta situación, que se viene registrando con recurrencia en los últimos veranos, es el resultado de la surgencia de las aguas profundas hacia la superficie. Estas aguas presentan altas concentraciones de nutrientes y bajo contenido de oxígeno y, producto de la agitación, al ser descargadas a altas velocidades, generan espuma marina.

Durante el año 2018, las principales empresas que operan en Mejillones crearon una Comisión con el objetivo de avanzar en la estandarización de los sistemas de monitoreo en la zona.

La idea que nos propusimos es plantear a la autoridad un programa de vigilancia integrado, que se nutra de las distintas metodologías aplicadas hasta ahora, y efectuar un análisis de la situación preindustrial de la bahía, que permita establecer con claridad las causas de esta anomalía.

Como incidencia menor también cabe consignar los problemas que tuvimos durante 2018 en los sistemas de abatimiento para el control de las emisiones de dióxido de azufre de las unidades 1 y 2 de Mejillones. Estas desviaciones se abordaron con un plan de mejora que permitió cerrar el período en línea con las disposiciones normativas.



Incidentes y sanciones ambientales 2017 y 2018



Incidentes con
impacto ambiental
significativo



Multas
ambientales

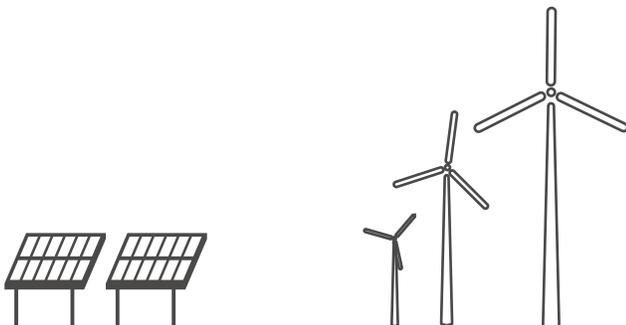
La huella de carbono de la compañía medida en 2018 para el período 2017 fue de 5,74 millones de toneladas de CO2 equivalente. Esta cifra supone una disminución del 25% respecto de la observada en 2016.

HUELLA DE CARBONO

Chile es uno de los países que podrían resultar más afectados por el cambio climático. Según estudios recientes, las actuales condiciones de sequía que registra el país se agravarían en los próximos años, lo que desde la perspectiva energética impactaría la generación hidroeléctrica y favorecería la de carbón.

Ante esta situación, en 2015 Chile se comprometió en el marco del Acuerdo de París a reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero, para lo cual ha impulsado desde entonces iniciativas como la Ley de Impuestos Verdes y diversos planes de descarbonización.

Con la finalidad de hacerse parte de este desafío país, ENGIE Energía Chile se ha comprometido a realizar una transición energética a soluciones "low carbon" y a reducir sistemáticamente sus emisiones de CO2. En el contexto de este esfuerzo, la compañía mide cada

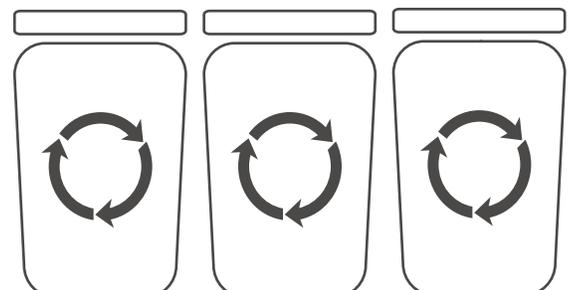




dos años su huella de carbono utilizando la metodología propuesta por el Ministerio de Energía y la norma ISO, y empleando los factores de emisión propuestos por la IPCC, para determinar las ton de CO2 y la equivalencia de gases GEI (SF6, NOX, SO2) a toneladas de CO2 equivalente.

En 2018, la medición correspondiente al ejercicio 2017 concluyó que la huella de carbono de la empresa se eleva a 5,74 millones de toneladas de CO2 equivalente. Esta cifra supone una reducción del 25% respecto de la observada en 2016.

Considerando nuestros niveles de GEI registrados para el período 2017, la compañía se encuentra cercana al percentil 25 del ranking IPCC para centrales a carbón que menos emiten CO2.



* ENGIE Energía Chile mide su huella de carbono sobre la base de la norma ISO 14.064 y considerando la metodología de cálculo para combustión estacionaria propuesta por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

EMISIONES DE MP

Entre 2017 y 2018, también disminuyó el total de emisiones de material particulado de nuestras operaciones de 177,8 toneladas a 121,1 toneladas anuales, la misma tendencia que registramos en las emisiones de gases NOx y SOx.

Al respecto, cabe consignar que el único plan de descontaminación al que están afectas nuestras operaciones es el que rige para la ciudad de Tocopilla desde el año 2010 y que aún está vigente.

Definido a un horizonte de siete años, con el objetivo de dar cumplimiento a la norma de calidad primaria para el

caso de material particulado respirable, este programa establecía como meta para 2018 valores normados menores a 50 microgramos por metro cúbico.

Este nivel ha sido superado con holgura durante los últimos años. En 2018, en concreto, se registró en las estaciones que monitoreamos una concentración promedio de 41 microgramos por metro cúbico. Dichos resultados permitirían al día de hoy reclasificar la comuna como una zona latente, y no saturada, por material particulado respirable.

Emisiones	2017	2018
Concentración media anual MP2,5 Tocopilla (Calidad del aire)	15	14
Concentración media anual MP2,5 Mejillones (Calidad del aire)	11	10
Concentración media anual MP10 Tocopilla (Calidad del aire)	43	41
Concentración media anual MP10 Mejillones (Calidad del aire)	19	16
Emisiones MP Total (ton/año)	178	121
Emisiones NOx (ton/año)	7.909	6.506
Emisiones SOx (ton/año)	8.145	6.138

EFICIENCIA ENERGÉTICA

Durante el último año, nuestro consumo energético alcanzó los 56.005.887 GJ. Este nivel representa una reducción del 14,2% respecto de los 65.304.032 GJ que registramos en 2017.

Consumo energético (eficiencia energética)	2017	2018
GJ de energía total consumida	65.304.032	56.005.887
GJ de energía eléctrica consumida	1.888.143	1.585.047
Electricidad vendida (GJ)	20.791.671	18.120.932
GJ de combustible consumido (GJ)	63.415.890	56.005.887
Combustibles de fuentes renovables (GJ)	0	0
Combustibles de fuentes no renovables (GJ)	63.145.890	56.005.887



AGUA

El Plan Nacional de Cambio Climático 2018-2022, acordado por el Estado para hacer frente a las consecuencias de este fenómeno global, estima que para el período 2031-2050 se registrará en el país una reducción en las precipitaciones de entre un 5 y 15% en la zona comprendida entre Copiapó y Aysén.

Las autoridades proyectan para los próximos años, además, una mayor ocurrencia de períodos de escasez hídrica y eventos de lluvias extrema en el norte del país, lo que afectaría la generación hidro en esta zona y provocaría un aumento de los eventos catastróficos.

Para complementar este cuadro, cabe consignar que en 2015 Chile se ubicó entre los 10 países con mayor gasto asociado a desastres (3,100 MMUSD) en el mundo, cifra de la cual destinó el 45% a cubrir situaciones de escasez hídrica.

Ante este escenario, en ENGIE Energía Chile desarrollamos un modelo de gestión hídrica en línea con una estrategia corporativa que apunta al uso responsable de los recursos y que promueve el desarrollo de las energías renovables de carácter eólico y solar.

GESTIÓN HÍDRICA

ENGIE Energía Chile no utiliza para sus procesos fuentes de agua dulce. Todo el recurso hídrico que empleamos en nuestras operaciones lo obtenemos del mar y de nuestras propias plantas. En Tocopilla y Mejillones, generamos la totalidad del agua que requieren las faenas, a partir de la captación de agua de mar y de la producción de nuestras plantas desalinizadoras.

Este año, además, pusimos una planta de agua potable en la central Tocopilla, para independizarnos de la red de distribución de la ciudad.

En el ámbito de las descargas de agua y del sistema de enfriamiento, alguno de los principales avances que impulsamos en 2018 fueron:

- Se redujeron los volúmenes de agua descargada al mar, debido a una disminución en las operaciones de las unidades generadoras, que son las que utilizan este recurso para el proceso de enfriamiento.
- Instalamos flujómetros para medir con mayor exactitud el agua descargada al mar. Esto significará abandonar la estimación basada en función de las bombas de captación y permitirá precisar los volúmenes de agua.

AGUA	CAPTACIÓN DE AGUA DE MAR USADA PARA ENFRIAMIENTO M ³ /AÑO		DESCARGA DE AGUA DE MAR USADA COMO ENFRIAMIENTO M ³ /AÑO		AGUA REUTILIZADA (AGUA PTAS USADA EN REGADÍO DE ÁREAS VERDES) M ³ /AÑO	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Tocopilla	396.099.931	258.249.748	395.847.997	258.229.522	41.295	40.350
Mejillones	221.249.845	208.745.575	194.576.106	180.978.771	7.476	7.713
Andina	132.419.961	126.038.835	132.384.706	126.022.151	7.462	7.257
Hornitos	169.900.777	156.893.999	169.900.777	156.893.999	6.962	6.929

AGUA	AGUA DE ALIMENTACIÓN A PLANTAS DE AGUA (CAPTACIÓN AGUA DE MAR) M ³ /AÑO		AGUA USADA PARA HUMECTAR VERTEDERO DE CENIZAS CTT M ³ /AÑO	
	2017	2018	2017	2018
Tocopilla	373.757	684.272	8.626	9.000
Mejillones	271.211	176.602	18.398	15.323
Andina	139.067	105.154	18.365	20.722
Hornitos	129.732	100.390	17.132	19.784



HUELLA DEL AGUA

En ENGIE Energía Chile también medimos nuestra huella del agua. Este es un indicador que cuantifica los impactos ambientales potenciales relacionados con el uso agua que se producen en la generación de bienes y servicios. Como herramienta, permite comparar el consumo de unidades similares de generación y detectar buenas prácticas, que pueden ser replicadas en otras unidades, lo que deriva en un mejoramiento en la eficiencia del proceso productivo y operativo de las centrales.

La medición que realizamos en 2018 para el período 2017 concluyó que la huella hídrica de ENGIE Energía Chile fue de 1,7 millones de m³. Esta cifra equivale a un aumento del 7% respecto del registro de 2016. Representa además el 0,02% de la huella hídrica nacional y el 4% del total del sector energía.

La huella hídrica de ENGIE Energía Chile en 2017 fue de 1,7 millones de m³, cifra que equivale a un aumento del 7% respecto del registro de 2016.

Este incremento obedeció a la mayor evapotranspiración de la central Laja, unidad que representa el 97% de la huella hídrica corporativa.

Por su parte, la disminución de estos registros observada en los últimos tres años es el resultado de una reducción en la generación convencional, así como de una mayor participación de centrales solares y eólicas en la matriz de la compañía.



RESIDUOS PELIGROSOS Y NO PELIGROSOS

Las operaciones de nuestra compañía generan dos tipos de residuos:

- **Residuos Peligrosos**, que se envían a rellenos sanitarios autorizados para su disposición final o a empresas que los reutilizan. En esta última categoría se encuentran los aceites residuales, que son reutilizados por empresas locales como combustible alternativo.
- **Residuos No Peligrosos**, que corresponden principalmente a residuos de combustión (cenizas y escorias), chatarra metálica, lana mineral y basura doméstica. En este caso, la empresa analiza de forma permanente estos desechos, para garantizar que mantengan su condición de no peligrosos.

En 2018, continuamos explorando alternativas para dar disposición final o uso alternativo a las cenizas de la combustión del carbón que generamos en nuestras unidades térmicas, nuestro principal residuo.

- **Contratos con cementeras locales.** Entregamos volúmenes de cenizas en forma periódica y con los límites que establece el marco legal.
- **Piloto para neutralizar efluentes ácidos o estabilizadores.** Iniciamos conversaciones con una importante empresa de la Región de Antofagasta para desarrollar un piloto con el fin de establecer la viabilidad de este proyecto, pensando en la construcción de rellenos de seguridad.

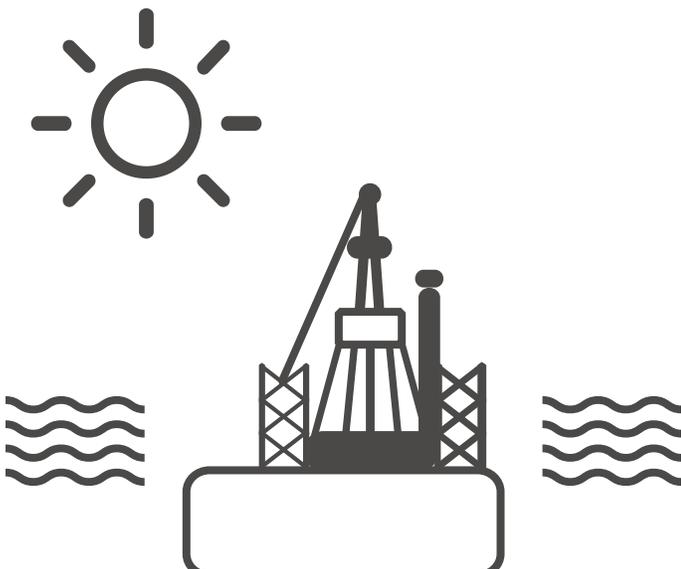
Reciclaje y recuperación (en ton)

	2017	2018
Residuos enviados a vertederos	411.136	259.838
Cenizas recicladas	66.219	60.007
Residuos peligrosos recuperados	243	36

Residuos generados (en ton)

	2017	2018
Industriales peligrosos	287	608
Industriales no peligrosos*	412.492	321.021

* Incluye domésticos



TOTAL RESIDUOS POR DESTINO (TONELADAS)	CENIZAS ENVIADAS A VERTEDEROS		ESCORIAS ENVIADAS A VERTEDEROS		CENIZAS RECICLADAS (ENVIADAS A CEMENTERAS INACESA Y POLPAICO)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Tocopilla	118.670	81.384	9.570	9.007	NA	NA
Mejillones	76.582	56.964	2.109	2.507	NA	NA
Andina	74.502	35.222	9.876	6.884	41.755	32.089
Hornitos	79.457	37.093	11.122	4.911	24.080	27.917
Total	349.210	210.665	32.677	23.311	65.729	60.006

OTROS AVANCES EN CUMPLIMIENTO Y GESTIÓN AMBIENTAL

- Ley 20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor (Ley REP):** Con el fin de adaptarnos a las disposiciones de este nuevo marco legal, cuyos reglamentos aún no se publican, iniciamos una auditoría legal para establecer en qué categoría seremos considerados como compañía por las características de nuestra actividad.
- Decreto 43 sobre almacenamiento de sustancias peligrosas:** En general, las instalaciones que hemos habilitado para estos efectos cuentan con autorización sanitaria. Con el fin de asegurar el cumplimiento legal en este ámbito, realizamos además verificaciones periódicas en terreno. Al cierre de 2018, estábamos desarrollando el proyecto correspondiente en Infraestructura Energética Mejillones.
- Resoluciones de Calificación Ambiental:** Contamos con un programa a través del cual hacemos seguimiento a todos los compromisos asociados a nuestras RCA. En el marco de este plan, hemos elaborado planes de mejora para enfrentar las brechas detectadas. En 2018, pusimos un foco especial en la RCA del parque fotovoltaico Los Loros, que adquirimos durante el último período. Como parte de este trabajo, hicimos un levantamiento de información cuyas conclusiones nos permitirán desarrollar un plan de acción en 2019.
- Certificación de Puerto Andino:** En 2018, pusimos en marcha el proceso para certificar Puerto Andino como "Puerto Verde". Este sello acredita que la empresa dispone, entre otros aspectos, de una doble protección contra el polvo, una buena relación con la comunidad y criterios que garantizan un correcto tratamiento de residuos del puerto y de las naves.



INNOVACIÓN Y DIGITALIZACIÓN

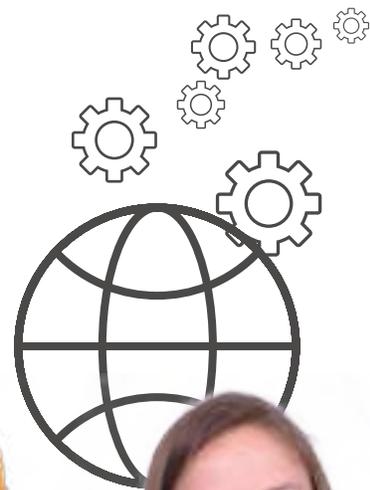
EN 2018, ORGANIZAMOS LA TERCERA VERSIÓN DE "TU IDEA CREA", CONCURSO INTERNO A TRAVÉS DEL CUAL INVITAMOS A LOS COLABORADORES A PRESENTAR SUS PROYECTOS. ADEMÁS, CONTINUAMOS PROMOVRIENDO NUESTRA INSERCIÓN EN EL ECOSISTEMA DE EMPRENDIMIENTO Y LA RELACIÓN CON EMPRESAS LÍDERES EN INNOVACIÓN.

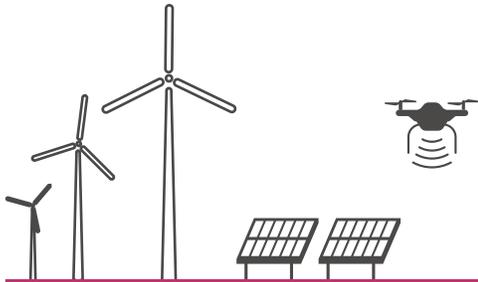
Enfoque de gestión

En ENGIE Energía Chile consideramos la innovación y la digitalización como herramientas claves para apalancar nuestra estrategia.

En línea con esta visión, en lo que respecta a Innovación, nuestro objetivo es desarrollar al interior de la organización "una comunidad de creadores imaginativos unidos por el progreso en armonía". Todo esto sistematizado a través de un modelo de gestión de la innovación.

En lo que se refiere a Digitalización, nuestro propósito es proveer soluciones digitales, que apunten a mejorar la productividad, faciliten la movilidad y conectividad de nuestros colaboradores, y mejoren la experiencia de los clientes.





Pilotos en Proceso en 2018

- 1 Control remoto de plantas solares y eólicas.
- 2 Diagnóstico remoto y detección temprana de anomalías en las variables de operación de transformadores.
- 3 Utilización de drones en actividades de operación y mantenimiento de líneas de transmisión.

GESTIÓN DE INNOVACIÓN

Durante el último año, continuamos con la implementación de nuestros pilotos de innovación y reforzamos nuestro sistema de gestión de la innovación.

MES DE LA INNOVACIÓN

En 2018, efectuamos nuevamente el Mes de la Innovación. Como parte de esta actividad, desarrollamos las siguientes iniciativas:

- Lanzamiento de desafíos de innovación abierta en el Departamento de Ciencias de la Computación (DCC) de la Universidad Católica.
- Presentaciones internas de soluciones digitales en minería creadas por startup locales.

- Lanzamiento de la plataforma Innova@Engie para la gestión de ideas de innovación.
- Participación en los Trofeos de la Innovación del grupo ENGIE.
- Talleres de innovación y digitalización en Santiago, Mejillones y Tocopilla dirigidos a los co-leaders, con el propósito de aportarles herramientas de gestión de innovación.

OTRAS INICIATIVAS EN INNOVACIÓN DESARROLLADAS EN 2018

- Colaboración en proyectos junto con Laboratorio. Esta organización capacita a mujeres en situación de vulnerabilidad en desarrollos digitales, para insertarlas en el mercado laboral.
- Círculo de Innovación. Creamos este espacio para gestionar de forma transversal el ecosistema de innovación en ENGIE Energía Chile.
- Encuentro de Co-leaders de Innovación de ENGIE Latam. Participaron los encargados de las filiales del Grupo en Perú, Argentina, México y Chile.
- “Tu idea Crea” 2018. En su tercera versión, a través de este concurso interno invitamos a los colaboradores a presentar sus proyectos.
- Comité de Business Knowledge. Creamos esta instancia formal de monitoreo y gestión de proyectos de innovación y digitalización.
- Innovación abierta. Fortalecimos nuestra inserción en el entorno de emprendimiento con empresas líderes en innovación.

DESAFÍOS 2019

- A. Potenciar la innovación Top Down**, a través de nuestra red interna de Embajadores de Innovación.
- B. A nivel Bottom-up**, alcanzar las metas de cultura en colaboración, enfoque cliente, dirección estratégica y trabajo interáreas.
- C. Fortalecer nuestra integración con empresas tecnológicas, universidades y centros de investigación.**

DIGITALIZACIÓN

En 2018, dimos pasos importantes en nuestro Roadmap de Transformación Digital 2018-2019, implementando soluciones digitales en los siguientes ámbitos:

- **Plataforma Tecnológica (Servidores):** Principalmente con el proyecto Virtualización, logramos fortalecer la continuidad operacional al implementar una solución avanzada de comunicaciones, infraestructura y seguridad virtualizada que permite: reducir el OPEX, simplificar la plataforma y proveer alta disponibilidad y escalabilidad para servicios y aplicaciones críticas entre los Data Center Santiago y Subestación Antofagasta.
- **Comunicación de Datos:** Hemos actualizado la tecnología y perfeccionado la performance de la red WIFI en los sitios de Santiago, Antofagasta y Mejillones, mejorando la cobertura de iluminación, estandarización y monitoreo de dispositivos de acuerdo con los estándares del Grupo, con el objetivo de apalancar la movilidad de nuestros colaboradores, accesibilidad a servicios IT (aplicaciones y sistemas) y de seguridad dentro de la red ENGIE Energía Chile.
- **Excelencia operacional:** Adoptamos e implementamos innovadoras plataformas digitales globales de alta estabilidad y eficiencia (en la nube) definidas por el Grupo, que permiten maximizar el rendimiento del negocio y responder a los nuevos

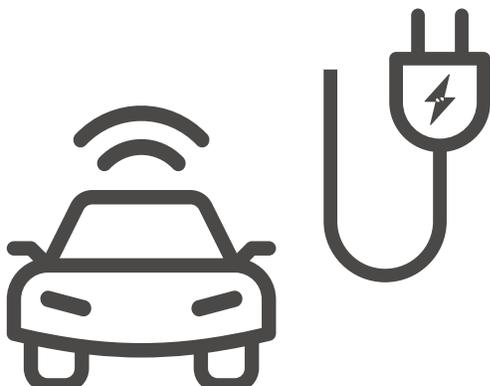
desafíos en un mundo conectado, con procesos digitales flexibles y sin papel. Entre ellas destacan:

A. Proyecto Prodigy (SAP S/4 HANA): Brinda una solución que permite apalancar los desafíos de productividad y digitalización de nuestros procesos financieros, comerciales y logísticos, soportados por una plataforma tecnológica robusta y flexible.

Sobre este punto, cabe consignar que fuimos la primera empresa operativa de ENGIE a nivel mundial en implementar SAP 4hana.

B. Proyecto One mail + Office365: Incorporamos la nueva solución de aplicaciones de productividad de Office versión Microsoft Office 365, lo que significa llevar el correo corporativo y toda la plataforma colaborativa a la nube. Esto garantiza la seguridad de la información y facilita el trabajo en red y la movilidad al permitir a nuestros colaboradores la conectividad desde cualquier lugar. Este desarrollo está en plena sintonía con la política de Home Office que está promoviendo la empresa.

- **Experiencia Cliente:** Con el fin de mejorar la experiencia de clientes en el proceso de preventa, durante 2018, además, destaca el desarrollo, en carácter de piloto, de un simulador que ofrece al cliente la posibilidad de calcular su tarifa regulada. El objetivo es que nuestros ejecutivos comerciales puedan utilizarlo en su interacción con el cliente.
- **Ciberseguridad:** Avanzamos en la protección de sitios sensibles, en el fortalecimiento de la infraestructura de seguridad y en la implementación de Firewall Next Generation perimetral en las plantas de generación. Estas soluciones de enmarcan en el Roadmap de Ciberseguridad 2018-2020, que diseñamos y ejecutamos en sintonía con las políticas y estándares del Grupo ENGIE en materia de ciberseguridad, lo que garantiza que todos los sistemas industriales sean monitoreados y cuenten con mecanismos de mitigación y control de riesgos.



UNA CULTURA PARA LOS NUEVOS DESAFÍOS

DURANTE EL ÚLTIMO PERÍODO, ADOPTAMOS LOS CUATRO COMPORTAMIENTOS QUE ENGIE GLOBAL ESTABLECIÓ COMO PRIORITARIOS PARA QUE LA ORGANIZACIÓN PUEDA ENFRENTAR CON ÉXITO SUS RETOS FUTUROS.

Enfoque de gestión

En ENGIE Energía Chile, nos mueve el propósito de desarrollar proyectos en equilibrio con el entorno y que contribuyan a la sociedad y el medio ambiente.

En ese contexto, como empresa estamos acelerando nuestra propia transformación para liderar el proceso de Transición Energética y contribuir al progreso en armonía.

Este desafío nos exige incorporar competencias y habilidades que nos permitan crear una organización ágil, flexible, eficiente, creativa y digital.

Este conjunto de iniciativas tiene como propósito construir una cultura que soporte e impulse la transformación y su objetivo de negocio: Ser líder de la Transición Energética.

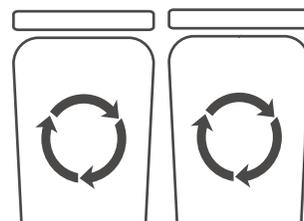
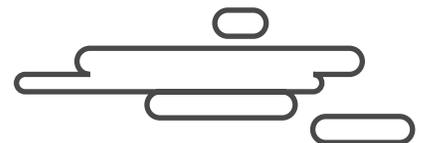
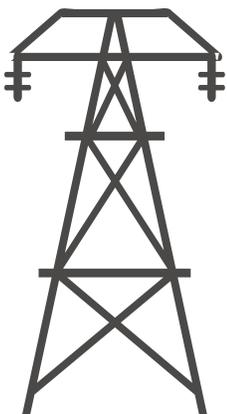
En el marco del proceso de transformación que estamos impulsando desde 2015 como ENGIE Energía Chile, el que ha involucrado durante este tiempo cambios de estructura y la definición de focos de trabajo prioritarios, en el último año, nuestros esfuerzos se concentraron en contribuir y generar sinergias sobre la base de la construcción de una cultura global.

Estos ejes se desprenden de nuestro propósito de desarrollar y contribuir a un progreso con armonía.

Hoy, ENGIE Energía Chile demuestra este compromiso a través de #ENGIEHarmonyProject, un movimiento que une diversas iniciativas concebidas por sus colaboradores y socios a nivel global.

En este sentido, hemos fomentado una comunidad de constructores imaginativos, donde, de forma colectiva, nuestros colaboradores juegan un papel esencial en la innovación del mañana, unidos por el impulso de imaginar y crear soluciones que combinen la eficiencia y sostenibilidad hacia un progreso armonioso.

Este trabajo significó incorporar e impulsar los cuatro comportamientos claves que ENGIE global estableció como prioritarios para que la organización pueda enfrentar con éxito sus nuevos desafíos. Estos son:





La evolución del cambio cultural fue medida a través de una encuesta, entre cuyos resultados 2018 destacan como aspectos positivos que, en promedio, nuestros colaboradores se sienten comprometidos, habilitados y energizados con la empresa. Además, que comparten y creen en el propósito, los comportamientos claves, la visión de futuro y en nuestro compromiso con la responsabilidad social y el medio ambiente. Reflejo de lo anterior es que, en comparación con el Benchmark, se identifica que los indicadores evaluados se encuentran sobre la norma de Chile y de la industria (Energía & Utilities).

Según los resultados de una encuesta que realizamos en 2018 para medir la evolución de nuestro cambio cultural, los colaboradores se sienten comprometidos, habilitados y energizados con la compañía.

DESARROLLO Y APRENDIZAJE

EN 2018, REALIZAMOS UN TRABAJO INTERNO CON POLÍTICAS DE MOVILIDAD Y EMPLEABILIDAD FOCALIZADAS EN LOS COLABORADORES QUE DESEMPEÑAN FUNCIONES EN LAS UNIDADES TÉRMICAS QUE CERRAREMOS EN TOCOPILLA, EN EL MARCO DE NUESTRO PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN.

Enfoque de gestión

En ENGIE Energía Chile, buscamos preparar y proporcionar a nuestros colaboradores las herramientas para que aprendan y se desarrollen, de manera que contribuyan con todo su potencial a acelerar nuestra transformación y al logro de los objetivos estratégicos.

Nuestra transformación está en camino.

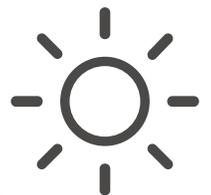
Su éxito se basa en nuestra capacidad para hacer frente a situaciones complejas considerándolas como una oportunidad.

En esa línea, debemos asegurarnos de que nuestras competencias, capacidades, prácticas de liderazgo y gestión del talento sean catalizadores de esta transformación.

EMPLEABILIDAD Y MOVILIDAD INTERNA

En este ámbito, durante 2018 estuvimos concentrados en:

- **Plan Tocopilla.** Como parte del trabajo de cierre de unidades térmicas en Tocopilla, en el marco de nuestro proceso de Descarbonización, se realizó una labor interna con políticas de movilidad y empleabilidad focalizadas en los colaboradores que desempeñan funciones en dichas unidades. Este programa incluyó:
 - Campañas de difusión en terreno.
 - Proceso de postulación y selección en función de las vacantes disponibles.





- Acompañamiento y orientación a colaboradores.
- Diálogo permanente con las organizaciones sindicales.

Esta labor nos permitió incorporar a 30 personas en nuestras operaciones del Complejo Término Mejillones.

- **Reestructuración del área comercial.** En Santiago, nuestra prioridad en términos de empleabilidad estuvo en la reestructuración del área comercial. Esta área pasó de tres a dos gerencias corporativas, una a cargo de grandes clientes del sector minero y otra enfocada en clientes del sector industrial. Para este proceso, la definición que adoptamos fue traer personal externo solo en los casos necesarios. Para cubrir las plazas restantes, privilegiamos el talento interno.
- **Programa de desarrollo gerencial.** Comenzó en 2017 con el objetivo de contar en el área de Generación con personas preparadas para asumir roles de liderazgo. A partir de sus buenos resultados, en 2018 extendimos esta iniciativa a las áreas de Transmisión y TEN S.A.

886 COLABORADORES EN TOTAL (*)



*Esta cifra incluye dotación con contrato a plazo indefinido de ENGIE Energía Chile y TEN S.A.

Porcentaje de rotación por género 2017



Número de personas por tipo de contrato



En 2018, 39 colaboradores y ejecutivos de nuestra compañía asistieron al encuentro anual que organiza ENGIE Latam para abordar aspectos claves de la marcha del Grupo en la región.



% de trabajadores con evaluación anual de desempeño

94,28%

2017

99,05%

2018

FEEDBACK Y DESEMPEÑO

En 2018, consolidamos los cambios que introdujimos en 2017 a nuestro modelo de retroalimentación (Feedback) y evaluación de desempeño.

En el nuevo sistema, el jefe y el colaborador sostienen reuniones de feedback durante el año centradas en tres preguntas: prioridades y desafíos del área/compañía (estrategia, KPI, proyectos y planes de acción); el relacionamiento de la persona con su entorno y liderazgo, así como su disposición a contribuir al trabajo y éxitos de los demás.

El cambio de modelo ha sido muy valorado por la organización.

LIDERAZGO

Con el fin de asentar nuestro modelo de liderazgo, en 2018, potenciamos las competencias y comportamientos claves de los líderes a través de las siguientes acciones:

- **Programa de Desarrollo de Jefaturas en el área de Generación:** Este proyecto nació a partir de un piloto de evaluación de competencias técnicas y blandas que ejecutamos en Mejillones, y que nos permitió detectar necesidades de reforzamiento en algunos aspectos técnicos y habilidades de liderazgo. Esta última dimensión la abordamos con jefaturas y jefes de turno a través de un plan cuyo objetivo fue apoyar a los líderes para que cierren brechas en su rol de gestión y en ámbitos como desarrollo de equipos y uso herramientas de liderazgo. Este programa lo efectuamos con el apoyo de los gerentes de las unidades de negocio en calidad de relatores.
- **Programa Co-leaders:** Esta iniciativa apunta a instalar cuatro comportamientos básicos del liderazgo considerados clave para enfrentar los desafíos de un entorno cambiante: propósito, colaboración, autonomía e innovación. En 2017, pusimos el foco en colaboración y propósito, mientras que en 2018 nos centramos en autonomía y autogestión. Este programa tiene carácter presencial y su alcance se extiende a unas 100 personas con roles de liderazgo y profesionales.



- UCamp:** Es un encuentro anual que organiza ENGIE Latam para abordar aspectos claves de la marcha de las empresas del Grupo en la región. Desde Chile asistieron 39 colaboradores y ejecutivos relacionados con los temas abordados en el encuentro. Esta instancia permitió dialogar, compartir y profundizar aspectos relevantes para potenciar competencias de liderazgo, gestión, digitalización, salud y seguridad, orientación al cliente y revolución energética, entre otros.

Talleres de Liderazgo	Número de personas		Número de talleres	
	2017	2018	2017	2018
Liderazgo Estratégico	10	10	1	1
Liderazgo Táctico	51	61	3	19
Liderazgo Operativo	123	159	5	20
Programas de Desarrollo Gerencial en el Norte	10	30	10	7





APRENDIZAJE

Considerando el proceso de transformación y en línea con los énfasis de años anteriores, durante 2018, nuestro foco se mantuvo en mejorar aún más los niveles de productividad, eficiencia y agilidad. En este sentido, el aprendizaje de nuestros colaboradores se vuelve un elemento muy relevante para adquirir y reforzar las distintas habilidades y competencias que implican estar inmersos en un entorno competitivo, veloz y digital.

Es así como hemos profundizado y privilegiado el uso de formaciones experienciales impartidas por relatores internos, y potenciado nuestra Filosofía de Aprendizaje, fomentando la autogestión y el desarrollo.

En línea con lo anterior, continuamos difundiendo la plataforma E-Campus de nuestra matriz, un espacio a través del cual los colaboradores pueden acceder a diversas alternativas de entrenamiento e-learning.

Durante 2018, otro foco relevante estuvo en fortalecer los programas de formación en competencias técnicas

Durante el último año, profundizamos y privilegiamos el uso de formaciones experienciales impartidas por relatores internos, y potenciamos nuestra Filosofía de Aprendizaje, fomentando la autogestión y el desarrollo.

especialmente en aspectos críticos para la operación y la seguridad. Con este objetivo, se realizó un programa piloto para identificar y relevar competencias y aspectos críticos que permitan potenciar este ámbito de trabajo.

Capacitación en cifras 2018

US\$ 772 MONTO INVERTIDO EN CAPACITACIÓN POR COLABORADOR

39.649 HORAS ANUALES DE CAPACITACIÓN DURANTE 2018

45 HORAS DE CAPACITACIÓN PROMEDIO POR PERSONA EN 2018

HORAS DE CAPACITACIÓN POR CARGO

9.250 EJECUTIVOS

9.443 PROFESIONALES

20.956 OPERARIOS Y ADMINISTRATIVOS

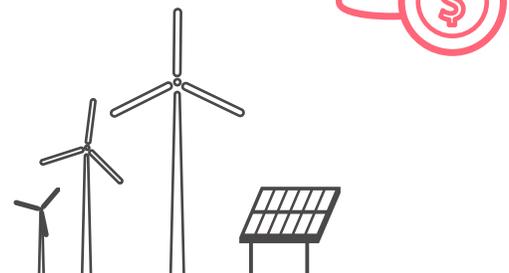
HORAS DE CAPACITACIÓN POR GÉNERO

36.192 HORAS **3.457** HORAS

Hombres

Mujeres

US\$ 684.000 inversión anual en capacitación



Total horas de capacitación por área formativa

2.408

Administrativa (e-learning excluido)

3.461

Calidad, Medio Ambiente y Seguridad

102

Idiomas (e-learning excluido)

26.766

Técnicas (e-learning excluido)

6.912

Capacitación e-learning

BENEFICIOS Y BIENESTAR

En ENGIE Energía Chile, estamos conscientes de las nuevas expectativas e intereses que mueven a las personas en materia de calidad de vida laboral. En línea con esta visión, uno de nuestros objetivos permanentes es contar con una oferta de valor que nos permita no solo retener a nuestros talentos, sino también atraer a los profesionales que necesitamos para lograr nuestros objetivos estratégicos.

Con esta finalidad, a fines de 2018, comenzamos -vía licitación- la renegociación del seguro de vida complementario, uno de los beneficios más valorados por nuestros colaboradores. El propósito de este proceso es obtener mejores servicios y precios para un instrumento que supera el estándar del mercado al garantizar a costo de la empresa una cobertura del 100% tanto al empleado como a sus cargas familiares.

Durante el último año, además:

A. Comenzamos a trabajar en el concepto de Beneficios Flexibles (Beneflex), cuya finalidad es adaptar la actual oferta a las necesidades de los segmentos diversos que conforman nuestra dotación.

B. Consolidamos el programa Home Office, que otorga a los empleados la posibilidad de trabajar dos tardes o un día a la semana desde su casa. Abierto a todas las categorías de cargo, a este programa se puede acceder solamente con la autorización de la jefatura directa, salvo en aquellos casos en que la función no sea compatible con el modelo.

C. Creamos un Bono de Escolaridad para hijos de trabajadores que cursan Enseñanza Básica y Media. Este beneficio surgió en el marco de la negociación colectiva que realizamos este año y vendrá a complementar el Bono de Universidad que hasta ahora otorgábamos para el personal de Santiago, Tocopilla y Mejillones.

D. Desarrollamos una aplicación móvil para que el colaborador pueda gestionar reembolsos.

En el plano de la conciliación laboral-familiar, entre otras muchas actividades, en julio, invitamos a los hijos de los colaboradores que trabajan en el edificio corporativo a conocer estas dependencias. La jornada contempló actividades de entretenimiento y la entrega

de regalos. También celebramos la tradicional Fiesta de Aniversario en Tocopilla, Mejillones y Antofagasta; la primera Fiesta de la Integración en Santiago, con asistencia de todos los empleados en el país, y nuestras Fiestas de Navidad en todas las operaciones.

INSCRITOS EN PROGRAMA HOME OFFICE

2017		
Nº personas	Mujer	Hombre
47	40,4%	59,6%

2018		
Nº personas	Mujer	Hombre
74	33,7%	66,3%

RELACIONES LABORALES

En ENGIE Energía Chile, concebimos las relaciones laborales como parte de la dinámica empresarial y las abordamos como un proceso de gestión continuo, sistémico, permanente y con agenda abierta, que aporta valor tanto a la compañía como a los colaboradores. Para llevar a la práctica esta visión, contamos con mecanismos y encuentros mensuales con todos los sindicatos y colaboradores, instancias en las cuales tratamos todos los temas en forma abierta, respondemos sobre las políticas y prácticas que llevamos adelante, y hacemos seguimiento a los compromisos.

Con esta mirada hemos abordado nuestro proceso de descarbonización y los impactos derivados del cierre programado de las unidades 12 y 13 de generación a carbón en Tocopilla. Como resultado de ello, hemos concretado soluciones de movilidad geográfica y funcional de personas. Este trabajo lo desarrollamos en conjunto con los sindicatos y nos ha permitido llegar con anticipación a acuerdos en temas como la reasignación de equipos. Hacia 2019, el objetivo será trabajar en los alcances del cierre de las unidades 14 y 15 con este mismo enfoque.



Protección de derechos laborales en empresas contratistas

La compañía cuenta con un área que se encarga del cumplimiento de la legislación laboral tanto a nivel interno como externo. Cautela, además, que los contratistas cumplan con la legislación laboral y, adicionalmente, se encarga de monitorear los procesos de negociación colectiva de sus proveedores y contratistas.

Otro aspecto que tratamos de forma permanente con las organizaciones sindicales es el de la seguridad laboral. Para tal efecto, hemos conformado una Mesa de Trabajo que es coordinada por la gerente de Seguridad Laboral y Salud Ocupacional, y en la que participan los 21 dirigentes de los siete sindicatos de la compañía. Esta instancia se reúne mensualmente en las unidades para abordar temas locales.

En el ámbito de las relaciones laborales, entre los principales hitos de la gestión 2018 también destacan:

- **Capacitación a líderes sindicales:** A petición de los sindicatos, la empresa realizó una capacitación en el ámbito de género. La iniciativa estuvo dirigida a las mujeres que participaron en la mesa de negociación colectiva y a ejecutivos de Recursos Humanos.
- **Planes de retiro:** Durante este último año, se concretó un Plan de Retiro dirigido a personas en edad de jubilar. Esta iniciativa significó la salida voluntaria de cerca de

35 personas. Este programa se gestionó también en forma conjunta con las organizaciones sindicales.

- **Negociaciones:** En 2018, ENGIE Energía Chile efectuó tres procesos de negociación colectiva: un contrato colectivo y dos convenios colectivos anticipados. Todos se cerraron en acuerdo por 3 años hasta 2021.

Sindicalización en ENGIE Energía Chile



Número de Sindicatos



% de sindicalización



Huelgas en el año



Número de años sin huelga

DIVERSIDAD Y EQUIDAD DE GÉNERO

EN 2018, SUPERAMOS LA META DE 18% QUE NOS PLANTEÓ PARA EL PERÍODO NUESTRO KPI DE MUJERES EN CARGOS EJECUTIVOS, AL ALCANZAR UN RESULTADO DE 18,97%.

Enfoque de gestión

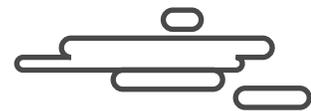
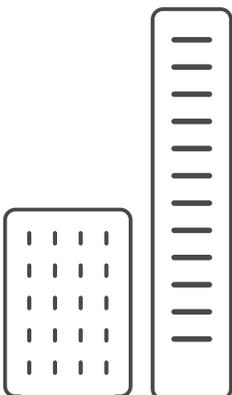
En ENGIE Energía Chile, nuestra prioridad en materia de diversidad es la incorporación de mujeres en la compañía y su desarrollo equitativo en la organización.

Con ese objetivo, operamos con una meta anual de participación femenina en cargos de liderazgo y realizamos programas e iniciativas permanentes a nivel de reclutamiento y promoción interna.

LA MUJER EN ENGIE Energía Chile

Para seguir potenciando la presencia femenina en la organización y promover su participación en puestos de decisión, algunas de las acciones que impulsamos en 2018 fueron:

- **Incorporamos a dos mujeres del programa de talento digital que desarrolla Laboratorio.** Ambas analistas se hicieron cargo de dos proyectos de digitalización en los ámbitos de clientes y desempeño interno.
- **Desarrollamos un programa de mentoring,** a través del cual promovemos conversaciones entre las mujeres con potencial y ejecutivos de alto nivel sobre aspectos de la vida laboral y la gestión corporativa. Esta iniciativa está en línea con nuestro indicador de mujeres en posiciones de liderazgo.

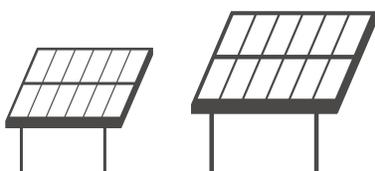




De manera paralela a estas acciones internas, también participamos como empresa en programas de promoción de la mujer organizados por instituciones y asociaciones cercanas a nuestra actividad:

- **Asistimos a un seminario organizado por la Asociación Chilena de Energías Renovables (Acera)**, cuya finalidad fue estimular el intercambio de buenas prácticas entre las empresas generadoras en torno a temas de género.
- **Dos de nuestras ejecutivas formaron parte de Promociona Chile**, una iniciativa inspirada en el proyecto español del mismo nombre y que apunta a incrementar el número de mujeres en puestos de alta responsabilidad al 2020. En ese marco, nuestras representantes recibieron mentoring con altos ejecutivos de otras compañías. A su vez, dos gerentes corporativos de ENGIE Energía Chile hicieron lo propio con ejecutivas de otras empresas.

Durante 2018, desarrollamos un programa de mentoring, a través del cual promovemos conversaciones entre las mujeres con potencial y ejecutivos de alto nivel sobre aspectos de la vida laboral y la gestión corporativa.



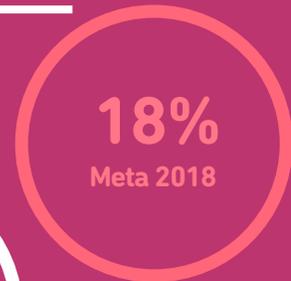
MUJERES Y DIVERSIDAD en cifras 2018



Rotación de mujeres por edad



KPI mujeres en cargos directivos



32%
Mujeres contratadas en el año



Mujeres en cargos ejecutivos y jefaturas (% por categoría)



Gerentes



Subgerentes

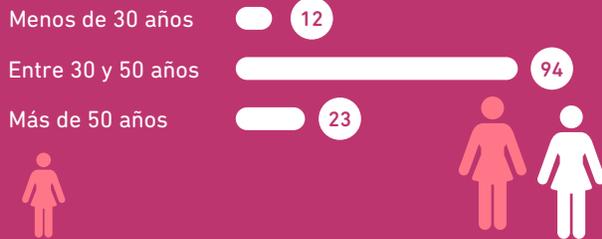


Jefes



Total mujeres con cargos ejecutivos o jefaturas

Dotación de mujeres por edad



Colaboradores por nacionalidad

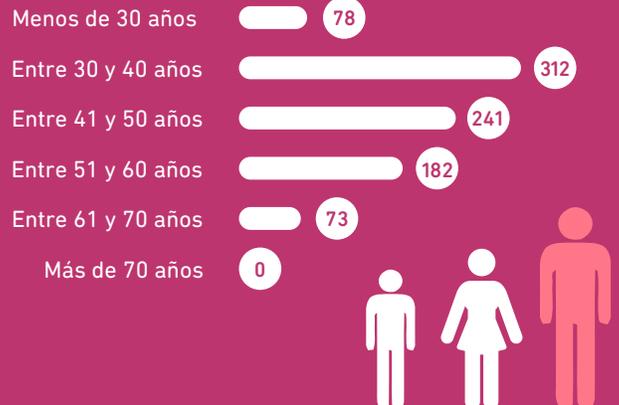


Salario promedio por género (*)



(*) Promedio simple

Número de personas por rango de edad

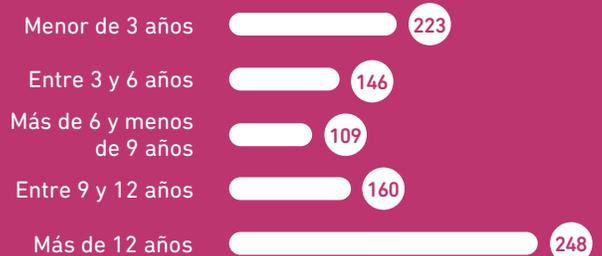


Brecha salarial por cargo (contrato indefinido) (**)



(**) Promedio ponderado

Número de personas por antigüedad



RELACIÓN CON LAS COMUNIDADES

TRAS ANUNCIAR EL CIERRE DE LAS UNIDADES TÉRMICAS 12 Y 13 DE TOCOPILLA, DURANTE EL ÚLTIMO PERÍODO TRABAJAMOS A NIVEL COMUNITARIO EN TODOS LOS ASPECTOS SOCIALES QUE INVOLUCRA ESTA DECISIÓN, ENMARCADA EN NUESTRA ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Enfoque de gestión

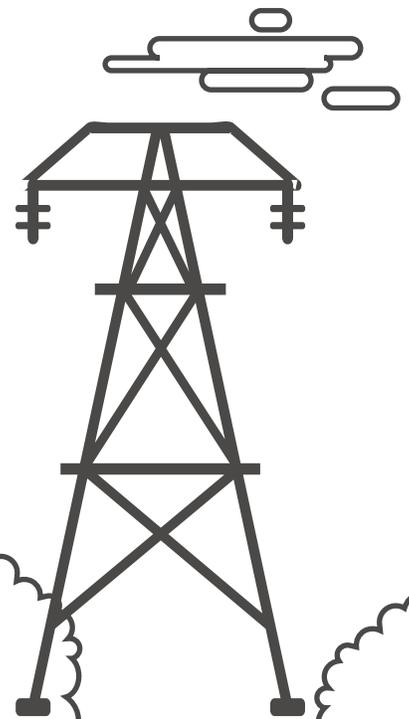
En ENGIE Energía Chile gestionamos los impactos de nuestras operaciones con un enfoque de vinculación activa y relacionamiento temprano.

Para abordar estos desafíos, contamos con un Modelo de Aproximación y un Plan de Gestión Comunitario, a través del cual monitoreamos el cumplimiento de nuestros objetivos y metas en este ámbito.

En el contexto de la estrategia corporativa de avanzar hacia la transición energética, nuestra gestión de sostenibilidad ha estado centrada en el último período en la reconversión económica de las comunas en donde cerraremos plantas a carbón y en la búsqueda de nuevos proyectos 100% renovables, para garantizar su plena viabilidad social y ambiental.

En 2018, nuestra compañía se adjudicó tres de las seis licitaciones en las que participó para la construcción y operación de infraestructura de energía (ver detalle en página 50).

En el desarrollo de todas estas propuestas, aplicamos un completo proceso de evaluación social y ambiental de factibilidad, que consideró, entre otros aspectos, la definición de potenciales grados de conflictividad social asociados a cada iniciativa y presupuestos por este concepto como porcentaje de la inversión total de cada uno de los proyectos. El objetivo de este enfoque fue considerar este factor desde el diseño, de manera de evitar que durante la ejecución de las obras se tradujera en atrasos o aumentos en los costos.





Para el desarrollo de este trabajo, además, operamos bajo una nueva estructura, que concentra en una misma gerencia la labor de obtención de los permisos socioambientales y la gestión de los permisos formales, lo que permite darle un lineamiento de sostenibilidad a todas las etapas de este proceso.

En este contexto, a nivel territorial, la labor de sostenibilidad de ENGIE Energía Chile siguió centrada en sus dos prioridades estratégicas:

- **La reconversión social y económica de las localidades en donde cerraremos centrales a carbón:**

Tras anunciar el término de las unidades térmicas 12 y 13 en Tocopilla -sujeto a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE-, durante el último año trabajamos a nivel comunitario para abordar todos los aspectos que involucra esta decisión, enmarcada en nuestra estrategia de transición energética. Esta labor la desarrollamos en el marco de las mesas de trabajo que hemos generado en esta ciudad con los pescadores artesanales, los trabajadores portuarios y la comunidad en general, y a través de iniciativas conjuntas con las autoridades. La aspiración que nos hemos planteado en este caso es ayudar a convertir Tocopilla en una localidad

económicamente sustentable en el largo plazo, con un nuevo enfoque industrial orientado a servicios como la desalinización de aguas y la operación de puertos, entre otras actividades. Esta es una tarea que como compañía impulsamos bajo el concepto Transición Justa, por cuanto entendemos que un proceso de esta naturaleza debe ser gradual, resguardar los intereses y necesidades de una comunidad que ha estado vinculada a la actividad del carbón por décadas, y contar con la participación de todos los actores involucrados.

- **Búsqueda de proyectos renovables, para garantizar su plena viabilidad social y ambiental:**

Este proceso está alineado con la meta global del Grupo de convertir en renovable la totalidad de su matriz energética al año 2050. En esa línea, en 2018 nos enfocamos en explorar proyectos solares y eólicos, y en ampliar nuestras fronteras: si hasta ahora estábamos concentrados en Tocopilla y Mejillones con proyectos de entre 400 y 500 Megas, hoy estamos presentes en 20 comunas con desarrollos de menor escala. Para enfrentar el desafío que significa replicar nuestros planes de gestión territorial en más lugares y de manera focalizada, durante el último año instalamos un nuevo equipo de trabajo en la zona sur y ampliamos el de Santiago para dar mejor soporte y cobertura a las zonas.

RELACIONAMIENTO EN COMUNAS PRIORITARIAS

En 2018, dimos continuidad a los programas que veníamos desarrollando en las comunas que hasta ahora concentraban nuestro trabajo y comenzamos a ejecutar acciones con buenos resultados en localidades en donde buscamos desarrollar nuevos proyectos. Entre estas iniciativas destacaron las siguientes:

- **Tocopilla:** Incorporamos \$15 millones a los Fondos Concursables para proyectos de innovación, con foco en la reconversión y el emprendimiento económico. Estas líneas de financiamiento las entregamos en el marco de una final abierta, que desarrollamos en el mes de octubre.
- **Mejillones:** En el contexto del término del Convenio de Infraestructura, que contempló un fondo municipal de US\$ 1,5 millón para el desarrollo de actividades durante los últimos tres años, en 2018 impulsamos una mesa de trabajo con los pescadores artesanales, instancia que se extenderá hasta 2022. En esta localidad, además, reformulamos nuestro trabajo con stakeholders, en línea con la actualización de nuestro modelo de relacionamiento corporativo (ver más en página 71). También en Mejillones ejecutamos el Programa de Desarrollo de Proveedores (PDP) con los mismos emprendedores que iniciaron este proyecto en 2016.
- Comenzamos nuestro trabajo comunitario en **Calama** (en donde impulsamos un proyecto eólico) y **Pozo Almonte** (comuna en la que contamos con un proyecto de subestación). En esta última localidad conformamos una mesa de trabajo con muy buenos resultados.
- **Pemuco:** Mantuvimos el programa de telares orientado a mujeres y apoyamos a dirigentes locales para que realizaran un Diplomado en Gestión de Instituciones Sociales en la Universidad de Concepción.
- **Taller de Finanzas Personales:** Con el apoyo del periodista Andrés Vial, esta actividad la desarrollamos para dirigentes sociales de Mejillones, Tocopilla y Pozo Almonte. Esta capacitación se sumó a los cursos abiertos que efectuamos con las comunidades en temas como inglés, seguridad, computación y digitalización.



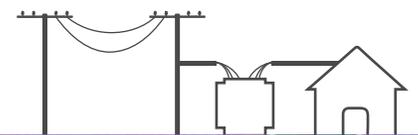
OTROS HITOS DE LA GESTIÓN TERRITORIAL

- En 2018, recibimos la aprobación ambiental de la central a gas natural de Las Arcillas, en la Región de Ñuble. Este proyecto involucró un proceso social de alto estándar.
- Difundimos el trabajo de sostenibilidad de la compañía de una forma transversal en todos los niveles de la organización.
- Terminamos la construcción de Infraestructura Energética Mejillones (IEM) sin ningún contratiempo social.
- Mantuvimos nuestras operaciones a lo largo del año sin registrar conflictos a nivel territorial.
- Establecimos un procedimiento formal para las denuncias de la comunidad que nos llegan a través de nuestros gestores territoriales. En virtud de este protocolo, desde ahora todas estas comunicaciones deberán ser registradas hasta su cierre.



En 2018, nuestra inversión social alcanzó los US\$915.831.

- Realizamos talleres internos sobre el tema indígena. En este ámbito, trabajamos tanto en las comunas vecinas a nuestras operaciones como en los proyectos con especialistas en relacionamiento y normativa sobre pueblos originarios.
- Incorporamos al área de Sostenibilidad y Comunicaciones en los procesos de mantención de líneas de transmisión que se efectuaron en Arica e Iquique, con el fin de abordar de una manera más estratégica potenciales conflictos sociales o accidentes. Por sus buenos resultados, esta experiencia la replicaremos en otros lugares a partir de 2019.



Matías BERNALES

Gerente de Sostenibilidad y Permisos



Como compañía, en los últimos años, hemos puesto un especial énfasis en fortalecer 🤝🤝 y acompañar a pequeños emprendimientos con miras a incorporarlos en nuestra cadena de valor.

6

METODOLOGÍA *y anexos*

Este Reporte Integrado resume nuestro desempeño económico, social y ambiental de 2018. Para priorizar sus contenidos, desarrollamos un proceso de escucha activa, en el que participaron nuestros principales grupos de interés.



#EscuchaActiva



ALCANCE

Este Reporte Integrado es el tercero que publicamos como ENGIE Energía Chile de forma consecutiva desde 2016. En sus contenidos resumimos nuestro desempeño económico, social y ambiental del año 2018.

Este informe contiene la Memoria Anual y nuestros Estados Financieros del ejercicio, y responde a los requerimientos de la Norma de Carácter General N° 30.

Está elaborado, además, de conformidad con la opción Esencial de los Estándares GRI.

La información que considera cubre la gestión de todas nuestras operaciones de generación, transmisión, gas y puertos, y la levantamos con la asesoría de nuestras áreas especializadas a partir de las mismas técnicas de medición que usamos en el informe anterior.

En algunos de sus capítulos, incluimos, además de indicadores de 2018, cifras de períodos anteriores, con el fin de entregar a los lectores una visión más integral de la evolución de la compañía.

Para conocer más sobre nuestra gestión sustentable, pueden visitar el sitio www.engie-energia.cl.

Las consultas y sugerencias sobre los contenidos de desempeño social y ambiental de esta memoria se deben enviar al gerente de Sostenibilidad y Permisos, Matías Bernales, al correo matias.bernales@engie.com.

Para los temas de índole financiero, el contacto es Marcela Muñoz Lagos (marcela.munoz@cl.engie.com).



APLICACIÓN DE LOS PRINCIPIOS DE LOS ESTÁNDARES GRI

En este Reporte, abordamos los principios de los Estándares GRI en los siguientes términos:

Principios para la elaboración de este informe

- **Participación de los grupos de interés:** Para la priorización de los contenidos, consideramos los resultados de una encuesta de materialidad que desarrollamos al inicio del proceso de elaboración y en la que participaron 109 representantes de nuestros stakeholders. También tuvimos en cuenta la visión de nuestros principales ejecutivos, las políticas internas, los lineamientos de programas globales en sostenibilidad, como los ODS, y la agenda de transición energética del país.
- **Contexto de sostenibilidad:** Este informe recoge los principales temas sociales, ambientales y económicos asociados a nuestras actividades, así como los grandes consensos globales en materia energética.
- **Materialidad:** En este informe nos centramos en los temas relevantes que surgieron en el proceso de materialidad y en nuestras entrevistas internas.
- **Exhaustividad:** La información que contiene este informe fue validada por las distintas áreas y fuentes internas. El inventario de emisiones GEI y la huella del agua, por su parte, fueron verificados por una consultora externa.

Principios para garantizar la calidad de la información divulgada

- **Precisión:** Este Reporte Integrado busca aportar todos los antecedentes que requieren los stakeholders para formarse una visión adecuada de la gestión corporativa.
- **Equilibrio:** En este Reporte damos cuenta tanto de nuestros avances como de las brechas y desafíos corporativos.
- **Claridad:** Para la elaboración de este documento, se buscó desarrollar un lenguaje claro y preciso, que permitiera la comprensión de todos los textos.
- **Comparabilidad:** La información de 2018 la complementamos con indicadores de años anteriores, para entregar una visión global de nuestro desempeño.
- **Fiabilidad:** El inventario de emisiones GEI y la huella del agua fueron verificados por una consultora externa. El resto de los contenidos fue validado por las respectivas áreas.
- **Periodicidad:** Publicamos nuestros Reportes Integrados con una frecuencia anual.

MATERIALIDAD

Para responder a través de este Reporte Integrado a los requerimientos de información y prioridades de nuestros grupos de interés, desarrollamos un proceso de materialidad que contempló las siguientes acciones:

PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS ASUNTOS MATERIALES:

- Efectuamos una Encuesta de Materialidad, en la que participaron 109 personas, representantes de los principales grupos de interés internos y externos de la compañía.
- En esta consulta, los encuestados seleccionaron dos temas por cada una de las dimensiones de trabajo que contempla el modelo de sostenibilidad de ENGIE Energía Chile, lo que permitió establecer una categorización detallada de los aspectos del desempeño corporativo que consideran más relevantes.
- Realizamos una ronda de entrevista a 20 ejecutivos para conocer las prioridades de cada área y su aportes desde la perspectiva de la sostenibilidad.
- Se revisaron las políticas, códigos y marcos internos de ENGIE Energía Chile, así como los principales lineamientos

de la Estrategia Corporativa y el Plan de Desarrollo definido por la matriz para avanzar en la Transición Energética bajo el concepto Progreso en Armonía.

- Se consideraron como referencia:
 - 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 sustentabilidad, como ACCIÓN Empresas.
 - C.** Los compromisos contemplados en la Ruta Energética de Chile.
 - D.** Las dimensiones consideradas en el Dow Jones Sustainability Index Chile para la toma de decisiones de analistas e inversionistas.
 - E.** Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas.

A partir de este proceso, identificamos los siguientes 30 temas materiales como prioritarios para los grupos de interés y nuestro entorno de sostenibilidad:

Desarrollo Económico, Gobierno Corporativo y Sostenibilidad	Desempeño del Negocio y Relación con Clientes	Gestión de Personas	Relación con Proveedores y Contratistas	Relación con la Comunidad	Gestión Ambiental
Estrategia de Transición Energética	Desarrollo de soluciones a partir de energías limpias	Desarrollo y Aprendizaje	Control del cumplimiento normativo y laboral	Estrategia de Relaciones con la Comunidad	Emisiones y huella de carbono
Modelo de Sostenibilidad	Nuevos contratos	Atracción y retención de talento	Modelo de gestión de proveedores y contratistas	Alianzas público-privadas para el desarrollo local	Gestión hídrica y huella del agua
Avance de nuevas operaciones y proyectos	Negocios sustentables	Beneficios, conciliación y calidad de vida	Traspaso de buenas prácticas a contratistas	Programas de inversión social	Gestión de residuos
Ética, Cumplimiento y Prevención de Delitos	Innovación y Digitalización	La mujer en ENGIE Energía Chile	Política de pagos a pequeñas empresas	Reconversión económica de las localidades	Cumplimiento normativo ambiental
Funcionamiento del Gobierno Corporativo	Gestión del portafolio	Seguridad y Salud Ocupacional	Involucramiento de proveedores en estándares de cumplimiento	Impulso al emprendimiento local	Eficiencia energética

Posteriormente, estas dimensiones las cruzamos con las prioridades estratégicas de la compañía, lo que nos permitió establecer la siguiente Matriz de Materialidad:

+ IMPORTANCIA PAR LOS GRUPOS DE INTERÉS -	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo de Sostenibilidad • Desarrollo de soluciones a partir de energías limpias • Negocios sustentables • Atracción y retención de talento • Control del cumplimiento normativo y laboral • Beneficios, conciliación y calidad de vida 	<ul style="list-style-type: none"> • Estrategia de Transición Energética • Emisiones y huella de carbono • Gestión hídrica y huella del agua • Gestión de residuos • Reconversión económica de las localidades • Impulso al emprendimiento local • Avance de nuevas operaciones y proyectos • Nuevos contratos • Desarrollo y Aprendizaje • Modelo de gestión de proveedores y contratistas • Traspaso de buenas prácticas a contratistas • Estrategia de Relaciones con la Comunidad • Alianzas público-privadas para el desarrollo local • Programas de inversión social
		<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad y Salud Ocupacional • Ética, Cumplimiento y Prevención de Delitos • Funcionamiento del Gobierno Corporativo • Innovación y Digitalización • Gestión del portafolio • La mujer en ENGIE Energía Chile • Política de pagos a pequeñas empresas • Involucramiento de proveedores en estándares de cumplimiento • Cumplimiento normativo ambiental

IMPORTANCIA DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y SOCIALES

ÍNDICE GRI STANDARDS

GRI 102: GENERAL DISCLOSURES	PÁGINA
PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN	
102-1 Nombre de la organización	14
102-2 Actividades, marcas, productos y servicios	14, 38-39
102-3 Localización de la sede	2
102-4 Localización de las operaciones	38-39
102-5 Naturaleza de la propiedad y forma jurídica	18
102-6 Mercados servidos	14, 38-39
102-7 Dimensión de la organización	14-15
102-8 Información sobre empleados y otros trabajadores	15, 32, 101, 110-111
102-9 Cadena de suministro	40-41, 83-85
102-10 Cambios significativos en la organización y su cadena de suministro	45, 101
102-11 Información sobre cómo aborda la compañía el principio de precaución	ENGIE Energía Chile cautela el principio de precaución a través de sus políticas operacionales y de un sistema de gestión integrado, que contempla estándares mundiales como la ISO 14.001
102-12 Iniciativas externas	67-68
102-13 Relación de las asociaciones de las que la organización es miembro	71
ESTRATEGIA	
102-14 Declaración del Presidente	8-9
102-15 Principales impactos, riesgos y oportunidades	8, 10, 19, 31, 45, 60, 66-69, 73-74, 78, 83, 86, 95, 100, 108, 112
ÉTICA Y TRANSPARENCIA	
102-16 Valores, principios, estándares y normas de comportamiento	19, 66-69, 78, 98-99

GRI 102: GENERAL DISCLOSURES	PÁGINA
GOBIERNO	
102-17 Mecanismos de consulta sobre ética	19
102-18 Estructura de gobierno	22
102-19 Delegación de la autoridad del consejo superior de gobierno	En ENGIE Energía Chile, el Directorio es la instancia que se encarga de establecer las estrategias y políticas corporativas en sostenibilidad. En el marco de esta función, sus miembros están constantemente analizando información sobre la gestión corporativa en dimensiones como el desarrollo de las personas, equidad de género, relación con la comunidad, riesgos en sostenibilidad y medio ambiente. En este último ámbito, desde 2017, reciben informes mensuales y anuales sobre la huella de carbono y la huella del agua de la compañía.
102-20 Cargos ejecutivos o con responsabilidad en aspectos económicos, ambientales y sociales	30, 69, 71, 113
102-21 Consulta a los grupos de interés sobre aspectos económicos, ambientales y sociales	56, 69, 71, 72, 81, 95, 101, 102, 106-107, 112-115
102-22 Composición del órgano superior de gobierno y sus comités	19, 22-24
102-23 Información sobre si la persona que preside el órgano superior ocupa también un puesto ejecutivo	El presidente del Directorio de ENGIE Energía Chile no ocupa cargos ejecutivos en la compañía
102-25 Conflictos de interés	24-28
102-26 Funciones del órgano superior de gobierno en el establecimiento del propósito, valores y estrategia	En ENGIE Energía Chile, el Directorio es la instancia que establece las estrategias y políticas corporativas en sostenibilidad. También participa en la definición de los lineamientos culturales y desde 2017 recibe informes mensuales y anuales sobre la huella de carbono y la huella del agua de la compañía.
102-27 Conocimiento colectivo del órgano superior del gobierno	Desde 2017, el Directorio de ENGIE Energía Chile recibe informes mensuales y anuales sobre la huella de carbono y la huella del agua de la compañía. Los miembros de esta instancia, además, se capacitan anualmente en temas como prevención del delito, libre competencia y anticorrupción.
102-29 Identificación y gestión de los impactos económicos, ambientales y sociales	36, 45, 66-69, 74, 86, 112
102-30 Eficacia de los procesos de gestión del riesgo	60, 69
102-32 Función del órgano superior de gobierno en el Reporte de Sostenibilidad	En ENGIE Energía Chile, el Directorio es la instancia que valida y aprueba los Reportes Integrados de la empresa, en cuyos contenidos se incluye el desempeño en sostenibilidad
PARTICIPACIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS	
102-40 Lista de los grupos de interés	70
102-41 Acuerdos de negociación colectiva	106-107
102-42 Identificación y selección de los grupos de interés	70-71
102-43 Enfoques para la participación de los grupos de interés	70-71, 56, 69, 71, 72, 81, 95, 101, 102, 106-107, 112-115
102-44 Aspectos claves y preocupaciones surgidas	56, 69, 71, 72, 81, 95, 101, 102, 106-107, 112-115

GRI 102: GENERAL DISCLOSURES	PÁGINA
------------------------------	--------

PRÁCTICAS DE REPORTE

102-45 Entidades que figuran en los estados financieros consolidados	148-241
102-46 Definición del contenido y cobertura de cada aspecto	120
102-47 Lista de asuntos materiales	120-121
102-48 Reformulación de la información	118-119
102-49 Cambios en el reporte	118
102-50 Período objeto del reporte	118-119
102-51 Fecha de último reporte	118
102-52 Ciclo de reporte	118
102-53 Punto de contacto para preguntas y dudas sobre el reporte	118
102-54 Opción de conformidad con el GRI Standards	118
102-55 Índice de contenidos GRI	122
102-56 Verificación externa	En ENGIE Energía Chile, una consultora externa verifica el inventario de emisiones GEI y la Huella del Agua

SUPLEMENTO SECTORIAL ELÉCTRICO	PÁGINA
--------------------------------	--------

EU1 Capacidad instalada	14, 38
EU2 Producción neta de energía desglosada por fuente de energía	38
EU3 Número de clientes residenciales, industriales y comerciales	45-55
EU4 Longitud de líneas de transmisión y distribución	38-39
EU5 Gestión para asegurar la disponibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo de la electricidad	45-55
EU6 Participación de stakeholders en el proceso de decisión relacionado con la planificación energética y proyectos en desarrollo y construcción	112-115

DESEMPEÑO ECONÓMICO	PÁGINA
---------------------	--------

GRI 103: Enfoque de gestión

103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	8, 36, 45
103-2 Enfoque de gestión y componentes	8, 36, 45
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	8, 36, 45

GRI 201: DESEMPEÑO ECONÓMICO

GRI 201-1 Valor económico directo generado y distribuido	74
GRI 201-2 Implicancias financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del Cambio Climático	60, 87-88, 91, 112-115

IMPACTOS ECONÓMICOS INDIRECTOS	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	67, 83, 112-115
103-2 Enfoque de gestión y componentes	67, 83, 112-115
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	67, 83, 112-115
GRI 203: IMPACTOS ECONÓMICOS INDIRECTOS	
203-1 Inversiones en infraestructura y servicios asociados	52, 112-115
203-2 Impactos económicos indirectos significativos	83, 112-115
ENERGÍA	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	86
103-2 Enfoque de gestión y componentes	86
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	86
GRI 302: ENERGÍA	
302-1 Consumo energético dentro de la organización	90
302-4 Reducción del consumo energético	90
AGUA	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	86, 91-92
103-2 Enfoque de gestión y componentes	86, 91-92
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	86, 91-92
GRI 303: AGUA	
303-1 Extracción de agua por fuente	91-92
303-2 Fuentes de agua significativamente afectadas por la extracción de agua	91-92
303-3 Agua reciclada y reutilizada	91-92
EMISIONES	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	86-90
103-2 Enfoque de gestión y componentes	86-90
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	86-90
GRI 305: EMISIONES	
305-1 Emisiones directas de GEI (alcance 1)	88-89
305-4 Intensidad de las emisiones de GEI	89
305-5 Reducción de las emisiones de GEI	88-89
305-7 Óxidos de Nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y otras emisiones significativas al aire	90

EFLUENTES Y RESIDUOS	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	86
103-2 Enfoque de gestión y componentes	86
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	86
GRI 306: EFLUENTES Y RESIDUOS	
306-2 Residuos por tipo y método de eliminación	93-94
CUMPLIMIENTO AMBIENTAL	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	86
103-2 Enfoque de gestión y componentes	86
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	86
GRI 307: CUMPLIMIENTO AMBIENTAL	
307-1 Incumplimiento de la legislación y normativa ambiental	87
EMPLEO	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	100
103-2 Enfoque de gestión y componentes	100
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	100
GRI 401: EMPLEO	
401-1 Nuevas contrataciones de empleados y rotación del personal	101, 100-111
SALUD Y SEGURIDAD	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	78
103-2 Enfoque de gestión y componentes	78
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	78
GRI 403: SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO	
403-2 Tipos de accidentes y tasas de frecuencia de accidentes, enfermedades profesionales, días perdidos, absentismo y número de muertes por accidente laboral o enfermedad profesional	78-82

FORMACIÓN Y ENSEÑANZA	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	100, 104
103-2 Enfoque de gestión y componentes	100, 104
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	100, 104
GRI 404: FORMACIÓN Y ENSEÑANZA	
404-1 Media de horas de formación al año por empleado	105
404-2 Programas para mejorar las aptitudes de los empleados y programas de ayuda a la transición	104
404-3 Porcentaje de empleados que reciben evaluaciones periódicas de desempeño y desarrollo profesional	102
DIVERSIDAD	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	108
103-2 Enfoque de gestión y componentes	108
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	108
GRI 405: DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES	
405-1 Diversidad en órganos de gobierno y empleados	29, 32, 110
405-2 Ratio del salario base y de la remuneración de mujeres frente a hombres	111
COMUNIDADES LOCALES	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	112
103-2 Enfoque de gestión y componentes	112
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	112
GRI 413: COMUNIDADES LOCALES	
413-1 Operaciones con participación de la comunidad local, evaluaciones de impacto y programas de desarrollo	112-115
413-2 Operaciones con impactos negativos significativos -reales o potenciales- en las comunidades locales	112-115
CUMPLIMIENTO	PÁGINA
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	19-21
103-2 Enfoque de gestión y componentes	19-21
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	19-21
GRI 419: CUMPLIMIENTO	
419-1 Incumplimiento de las leyes y normativas en los ámbitos social y económico	19-21

ANTECEDENTES LEGALES



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.

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 éstos 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 mantenimiento 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:

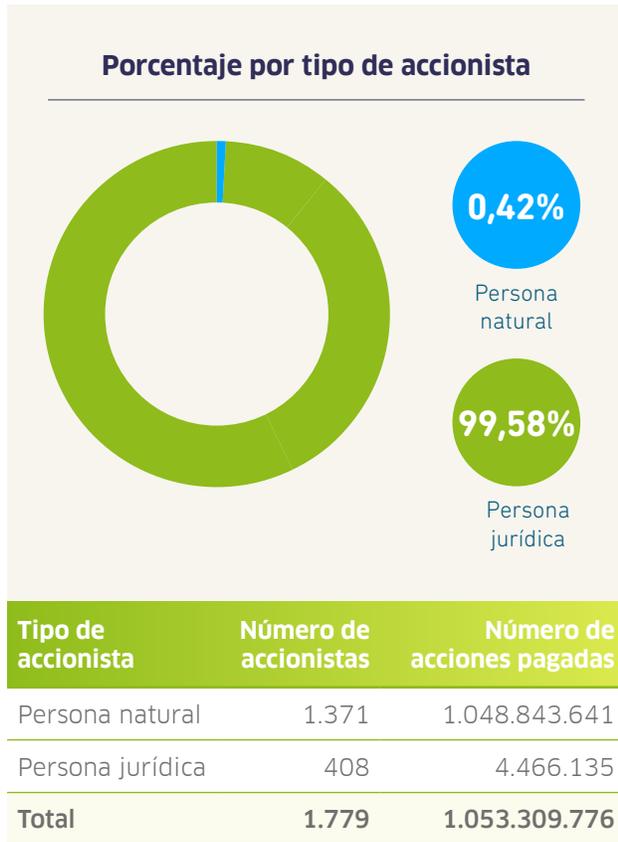
Fecha escritura pública	Modificación	Notaría	Inscripción	Registro	Publicación Diario Oficial
30/09/1983	La sociedad (entonces Edelnor) se transformó en sociedad anónima abierta de duración indefinida, transada en las bolsas de valores del país.	Enrique Morgan Torres, Santiago.	Fojas 467, N° 244.	Registro 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
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 Larrain, 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

Fecha escritura pública	Modificación	Notaría	Inscripción	Registro	Publicación Diario Oficial
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

PROPIEDAD

NOMBRE DE LOS MAYORES ACCIONISTAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

Nombre o razón social	Número de Acciones	Participación
ENGIE Chile S.A.	555.769.219	52,76%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	28.882.850	2,74%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	25.515.579	2,42%
Banco Itaú Corpbanca por cuenta de Inversionistas extranjeros	24.257.641	2,30%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	23.132.859	2,20%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo C	23.130.359	2,20%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	21.622.440	2,05%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	21.361.300	2,03%
Moneda S.A. AFI Para Pionero Fondo de Inversión	21.105.000	2,00%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	18.594.530	1,77%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	17.814.669	1,69%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo B	17.253.492	1,64%
Otros accionistas	254.869.838	24,20%
Total	1.053.309.776	100,00%



TRANSACCIONES EN BOLSA ENGIE Energía Chile 2018

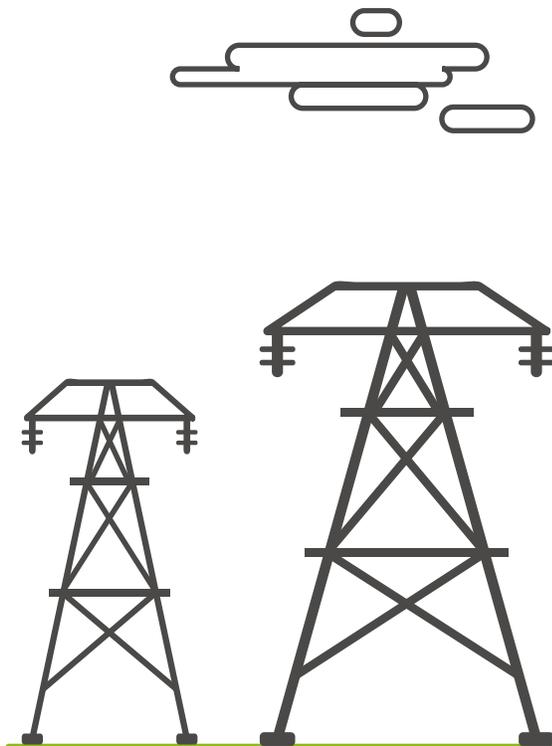
Período	Volumen transado	Monto transado \$	Precio promedio \$
1 trimestre	45.739.214	60.824.080.394	1.330
2 trimestre	40.826.334	52.509.727.593	1.283
3 trimestre	38.464.598	48.527.748.419	1.260
4 trimestre	106.584.056	132.035.309.265	1.238

1.053.309.776
*Número de acciones
al 31 de diciembre 2018*

ENGIE Energía Chile transa en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valparaíso y Bolsa Electrónica.

TRANSACCIONES DE ACCIONES POR PARTES RELACIONADAS

Durante el año 2018 no se informaron a la administración de ENGIE Energía Chile compras de acciones de la compañía por parte de sus accionistas mayoritarios, presidente, directores, gerente general y/o principales ejecutivos.



POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de EECL, aprobada en la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el martes 24 de abril de 2018, 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 siempre 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, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros de los primeros tres trimestres, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

Asimismo, en la Junta Ordinaria de Accionistas anteriormente mencionada, se acordó repartir como

dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2017 la cantidad de US\$30.424.756, correspondiendo un dividendo de US\$0,028884908 por acción, pagadero el día 22 de mayo de 2018, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día de la Junta de Accionistas.

El Directorio de Compañía, en su sesión celebrada con fecha 25 de septiembre de 2018, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, la cantidad de US\$26.000.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,024684096 por acción, pagadero el día 25 de octubre de 2018, en su equivalente en moneda nacional, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.

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

Fecha de pago	Tipo de dividendo	Monto (En millones de US\$)	US\$ por acción
22 de enero, 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo, 2016	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo, 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038
18 de mayo, 2017	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo, 2018	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre, 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468

PRINCIPALES PROVEEDORES

CARBÓN

CMC
Engie Energy Management
Glencore
Gunvor
Idemits
Interocean Coal Sales
Mina Invierno
Trafigura
Uniper
Yancoal

CAL HIDRATADA

Lhoist
Mississippi Lime

CALIZA

Calica
SPG Mining

PETRÓLEO

Copec

TRANSPORTE MARÍTIMO

ADM
Bunge
Cargill
Glencore Agriculture
NYK
SMT
Shipping Swissmarine

GAS NATURAL LICUADO

GDF Suez Supply S.A.

NITRÓGENO

Praxair S.A.

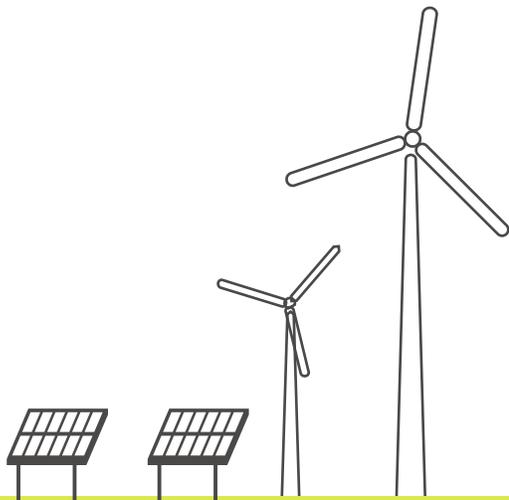
DERIVADO FINANCIERO DE COMBUSTIBLE (BANCOS)

JP Morgan
ENGIE Global Markets

MARCAS, PATENTES, LICENCIAS, FRANQUICIAS, ROYALTIES Y/O CONCESIONES

Marca	Solicitud	Tipo	Clases	Presentada	Estado	Nº reg	Fecha	Cobertura	Titular	Fecha Vencimiento
CTA	848564	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	1027608	02/08/2013	Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	0
Puerto Andino	1249504	D	36	06/04/2017	R	1259247	14/09/2017	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	0
Puerto Andino	1249505	D	37	06/04/2017	R	1269674	15/02/2018	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	0
Puerto Andino	1249507	D	39	06/04/2017	R	1265467	13/12/2017	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	0
Puerto Andino	1249508	D	42	06/04/2017	R	1261415	18/10/2017	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	0
Central Termoeléctrica Andina	848563	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	873762	25/01/2010	Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	0
Puerto de Tocopilla	979777	D	39	18/11/2011	R	945854	18/01/2012	Servicio	Electroandina S.A.	618354
EDELNOR	1037224	D	42	10/12/2012	R	1012123	18/02/2013	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	658175
DISTRINOR	1003230	D	39	17/04/2012	R	971387	21/06/2012	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	633623
Subestación el Cobre	842912	D	37, 39, 40, 42	29/10/2008	R	867931	26/11/2009	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	0
	1081618	E	35, 36, 37, 38, 39, 40, 42	06/11/2013	R	1066231	27/11/2013	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	679835
	1081624	E	35, 36, 37, 38, 39, 40, 42	06/11/2013	R	1069793	04/12/2013	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	680316
EDELNOR	892435	D	35, 37, 39, 40	20/01/2010	R	905136	16/12/2010	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	0
GNE Gas Natural Esencial	1027237	M	4, 16, 35, 39, 40	28/09/2012	R	1131771	09/10/2014	Producto y Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	0
E.CL	891537	M	35, 36, 37, 39, 40, 42	13/01/2010	R	942347	17/01/2012	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	0
T	811926	M	39, 40	18/03/2008	R	828494	29/05/2008	Servicio	ENGIE Energía Chile S.A.	513599
	809736	E	39	29/02/2008	R	838560	27/02/2008	Servicio	Gasoducto Norandino S.A.	505416
Gasoducto Norandino	942751	D	39	01/03/2011	R	917542	22/06/2011	Servicio	Gasoducto Norandino S.A.	598114
	809737	E	4	29/02/2008	R	847321	27/02/2008	Producto	Gasoducto Norandino S.A.	505415
Gasoducto Norandino	943489	D	4	08/03/2011	R	917823	30/05/2011	Producto	Gasoducto Norandino S.A.	596921
CTH	848565	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	872006	07/01/2010	Servicio	Inversiones Hornitos S.A.	0
Hornitos	848566	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	872007	07/01/2010	Servicio	Inversiones Hornitos S.A.	0
TEN S.A.	1162942	D	37, 39, 40, 42	20/07/2015	R	1232831	05/01/2017	Servicio	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	0
TEN S.A.	1162940	M	37, 39, 40, 42	20/07/2015	R	1211970	07/07/2016	Servicio	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	0

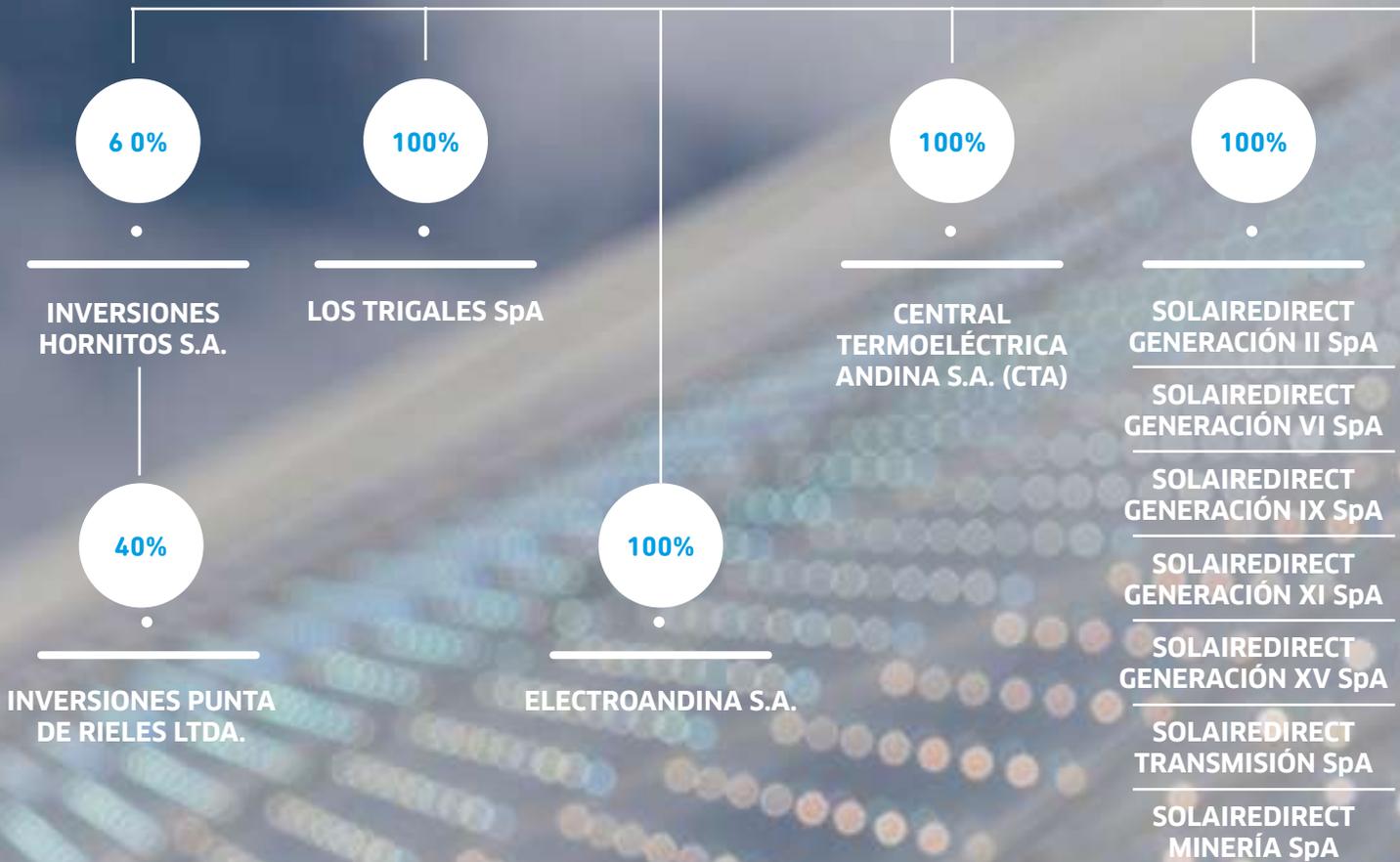
MAJLA SOCIETARIA



52,76%

FONDOS DE PENSIÓN

25,85%



**INVERSIONISTAS
LOCALES**



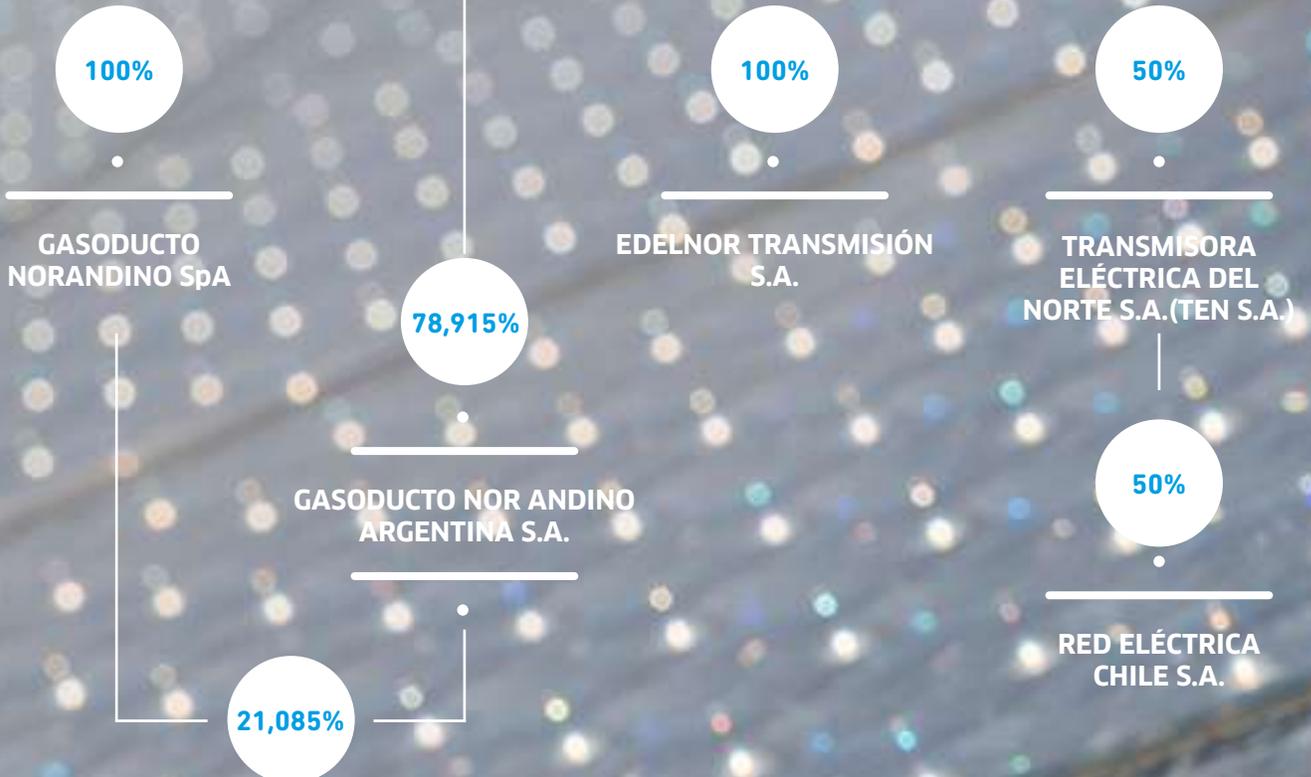
**INVERSIONISTAS
EXTRANJEROS**



**INVERSIONISTAS
INDIVIDUALES**



ENGIE Energía Chile



IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

31 de diciembre de 2018

ELECTROANDINA S.A.

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 S.A.

Rol Único Tributario: 96.731.500-1

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Pagado: MUS\$ 50.445

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Axel Levêque, Aníbal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera, Eduardo Milligan y David Liste Alba.

Gerente General: Axel Levêque

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

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.

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 S.A.

Rol Único Tributario: 76.708.710-1

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Pagado: MUS\$ 30.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Axel Levêque, Aníbal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera, Eduardo Milligan y David Liste

Gerente General: Axel Levêque

Objeto social: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

INVERSIONES HORNITOS S.A.

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 S.A.

Rol Único Tributario: 76.009.698-9

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Pagado: MUS\$ 120.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 60%

Directorio: Axel Levêque, Eduardo Milligan Wenzel, Luc Imschoot, Demián Andrés Talavera, Beatriz Monreal Haase, Aníbal Prieto Larraín, Mauricio Ortiz Jara, Carlos Acuña Cares, Paula Aguirre Tapia.

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 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: Axel Levêque, Eduardo Milligan, Gabriel Marcuz, Roberto García Merino (Presidente), Eva Pagán Díaz y Angel Mahou.

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: Enzo Quezada Zapata, Aníbal Prieto Larraín, Eduardo Milligan, David Liste, Demián Andrés Talavera y Luc Imschoot

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: Nicky Vanlommel, David Liste, Axel Levêque, Aníbal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera, Eduardo Milligan y Gabriel Marcuz

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

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, Dante Dell'Elce, Favio Jeambeaut, Darío Martín Febre, Gabriel Marcuz.

Gerente General: Gabriel Marcuz

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 éstos

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 Ilharborde

Objeto social: Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo, e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de micro algas, 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 II SpA.

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 30 de mayo de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 37.277, bajo el número 26.193 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solairedirect Generación II SpA

RUT: 76.247.979-6

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 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.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN XI SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 11 de abril de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 30.412, bajo el número 20.234 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación XI SpA

RUT: 76.534.501-4

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.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN XV SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 11 de abril de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 30.411, bajo el número 20.233 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación XV SpA

RUT: 76.534.502-2

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 TRANSMISIÓN SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 15 de abril de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 31.712, bajo el número 21.197 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Transmisión SpA

RUT: 76.274.746-4

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: Transmisión, distribución y transformación de energía eléctrica, explotación, uso, usufructo y arrendamiento de líneas eléctricas por cuenta propia o ajena.

SOLAIREDIRECT MINERÍA SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 30 de mayo de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 37.410, bajo el número 26.287 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solairedirect Minería SpA

RUT: 76.243.585-3

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: Reconocimiento, exploración, desarrollo y explotación de concesiones mineras y demás derechos de esta clase y conexos que conformen su patrimonio, así como de los que en el futuro adquiera a cualquier título.

INFORMACIÓN SOBRE HECHOS RELEVANTES O ESENCIALES

Día y hora	Entidad	Materia
27/03/2018 15:57:00	ENGIE Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)
02/04/2018 17:36:33	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros
24/04/2018 11:54:29	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones. Reparto de utilidades (pago de dividendos)
24/04/2018 16:18:19	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros
27/06/2018 11:10:15	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros
26/09/2018 17:17:01	ENGIE Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)
23/11/2018 11:26:49	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta extraordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones
27/11/2018 15:17:43	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros

- Con fecha 27 de marzo de 2018, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial repartir como dividendo definitivo US\$ 30.424.756 correspondiente a US\$ 0,028884908 por acción, a ser aprobado en la respectiva Junta Ordinaria del día 24 de abril de 2018. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- Con fecha 2 de abril de 2018, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial los siguientes acuerdos adoptados por su Directorio: (a) Acuerdos celebrados con Corporación Nacional del Cobre de Chile: (i) se acuerda la modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado con Codelco con fecha 6 de noviembre de 2009, por una potencia de 200 MW y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir en el período 2018 a 2020 y, adicionalmente, estipular una nueva tarifa de energía para el período 2021 a 2024, la cual se reajustará según la variación que experimente el indicador CPI; y (ii) la celebración de un nuevo contrato de suministro de electricidad con Codelco, por una potencia de 200 MW, a regir

en los años 2025 a 2035, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI; (b) Acuerdos con Complejo Metalúrgico Altonorte S.A. y Compañía Minera Lomas Bayas: la Sociedad acordó nuevos términos y condiciones aplicables a los contratos de suministro eléctrico con Complejo Metalúrgico Altonorte S.A. y Compañía Minera Lomas Bayas por una potencia de 50 MW, con vigencia hasta diciembre de 2032. Respecto al contrato con Complejo Metalúrgico Altonorte S.A. se acordó la división de éste en contratos de 34 MW y 16 MW, en los siguientes términos: (i) el contrato de 34 MW tendrá la aplicación de un descuento en el precio a regir en el periodo de 2018 a 2020, y nuevas tarifas para los periodos comprendidos entre 2021 a junio de 2027 y 2027 a julio 2032, reajustables según las variación del indicador CPI, más la extensión del contrato por 5 años adicionales; y (ii) el contrato de 16 MW tendrá la aplicación de un descuento en el precio a regir en el periodo de 2018 a junio de 2027 y nuevas tarifas para los periodos comprendidos entre julio 2027 a 2032, reajustables según las variación del indicador CPI, más la extensión del contrato por 5 años adicionales. Respecto al

contrato con Compañía Minera Lomas Bayas se acordó la división de éste en contratos de 34 MW y 16 MW, en los siguientes términos: (i) el contrato de 34 MW tendrá la aplicación de un descuento en el precio a regir en el periodo de 2018 a 2020, y nuevas tarifas para los periodos comprendidos entre 2021 a junio de 2018, reajustables según la variación del indicador CPI, más la extensión del contrato por 10,5 años adicionales; y (ii) el contrato de 16 MW tendrá la aplicación de un descuento en el precio a regir en el periodo de 2018 a junio de 2028, reajustables según la variación del indicador CPI, más la extensión del contrato por 10,5 años adicionales; y (c) Aviso de cierre de Unidades N° 12 y N° 13 de Tocopilla: se comunica la remisión de una comunicación a la Comisión Nacional de Energía solicitando autorización para proceder a la desconexión y retiro de las unidades carboneras N° 12 y N° 13 situadas en la Central Tocopilla. Todos los acuerdos descritos anteriormente se enmarcan dentro del proceso de transición energética hacia medios de generación renovables. A esta fecha, la Comisión Nacional de Energía autorizó el cierre de las unidades 12 y N° 13 de la Central Tocopilla referido en la letra (c) precedente.

- 3 Con fecha 24 de abril de 2018, 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 al ejercicio 2017 la cantidad de US\$ 30.424.756 correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,028884908 por acción; (b) designar como directores titulares de la Sociedad a don Philip De Cnudde, don Pierre Devillers, don Daniel Pellegrini, don Hendrik De Buyserie, don Cristián Eyzaguirre Johnston, don Mauro Valdés Raczynski, y don Claudio Iglesias Guillard, y, como sus respectivos directores suplentes, a don Dante Dell'Elce, don Patrick Obyn, don Stefano Terranova, don Pablo Villarino Herrera, don Joaquín González Errázuriz, don Ricardo Lira Matte, y doña Victoria Vásquez García; y c) designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- 4 Con fecha 24 de abril de 2018, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial los siguientes acuerdos adoptados por su Directorio en su sesión celebrada en esa misma fecha: (a) designar como presidente del Directorio a don Philip De Cnudde; (b) designar como

integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 a don Cristián Eyzaguirre Johnston, don Mauro Valdés Raczynski y don Claudio Iglesias Guillard, en calidad de directores independientes. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

- 5 Con fecha 27 de junio de 2018, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que la Comisión Nacional de Energía autorizó la desconexión y retiro de las unidades carboneras N° 12 y N° 13, situadas en la ciudad de Tocopilla en el plazo de doce meses a contar de la fecha de solicitud, presentada en abril último, sujeto a la condición del término del proyecto de línea de transmisión Cardones - Polpaico que está construyendo InterChile S.A. Como consecuencia de dicha autorización de cierre, el Directorio en su sesión celebrada con fecha 26 de junio, tomó conocimiento de la necesidad de efectuar desde esa fecha un ajuste contable negativo por menor valor de activos (asset impairment) con motivo del próximo cierre de las unidades carboneras N° 12 y N° 13 de la Central Tocopilla, por un monto neto (después del impacto positivo de impuestos) de aproximadamente US\$ 51.900.000.
- 6 Con fecha 26 de septiembre, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio en su sesión celebrada con fecha 25 de septiembre de 2018 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 26.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,024684096 por acción. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- 7 Con fecha 23 de noviembre de 2018, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial la decisión adoptada por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con esa misma fecha de aprobar constituir una o más garantías en favor de los bancos acreedores de la sociedad coligada Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN S.A.), por un monto máximo total de US\$ 18.000.000, a fin de permitir la liberación de fondos depositados en ciertas cuentas de reserva previstas en los contratos de financiamiento de TEN S.A., los que podrán ser destinados a prepagar parte de los créditos subordinados que ésta mantiene para con la Sociedad. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.



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

Durante el ejercicio 2018 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 2017, 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 2017 a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada y, como segunda alternativa, a Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada.
- (3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2017 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

- 8 Con fecha 27 de noviembre de 2018, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial la celebración de un contrato de compraventa de energía con Enel Generación Chile S.A., en virtud del cual, la Sociedad a contar del mes de enero de 2019 y por un plazo de 12 años, adquirirá energía eléctrica por un volumen anual de 0,5 TWh durante los años 2019 a 2021, de 1 TWh durante el año 2022, y de 1,5 TWh entre los años 2023 y 2030. La compraventa antes referida se realizará por medio de transferencias de energía eléctrica entre empresas participantes de los balances de inyecciones y retiros de energía en conformidad a lo establecido en el "Procedimiento de Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía" contenida en la Resolución Exenta N° 669, dictada con fecha 21 de noviembre de 2017 por la Comisión Nacional de Energía. A esta fecha, no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD



Philip De Cnudde
Presidente
Rut: 24.667.863-4



Pierre Devillers
Director
Rut: 24.671.365-9



Daniel Pellegrini
Director
Rut: 25.017.537-8



Hendrik De Buyserie
Director
Pasaporte b: EJ838511



Mauro Valdés Raczynski
Director
Rut: 7.011.106-3



Claudio Iglesias Guillard
Director
Rut: 7.289.154-6



Cristián Eyzaguirre Johnston
Director
Rut: 4.773.765-5



Axel Levéque
Gerente General
Rut: 14.710.940-7

7

ESTADOS *financieros*

Estados de Situación Financiera Clasificados.
Estados de Resultados Integrales por Función.
Estados de Flujo de Efectivo Directo.
Estado de Cambios en el Patrimonio.
Notas a los Estados Financieros.







Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
Rosario Norte 407
Rut: 80.276.200-3
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56) 227 297 000
Fax: (56) 223 749 177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Engie Energía Chile S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Engie Energía Chile S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 a Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

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

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero no con 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 estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Engie Energía Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).



Santiago, Chile
Enero 30, 2019



Pablo Vásquez Urrutia
Rut: 12.462.115-1

ÍNDICE

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado	10
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función	12
Otros Resultados Integrales Consolidados	13
Estados de Flujo de Efectivo - Directo	14
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	16
NOTA 1 - INFORMACION GENERAL	17
NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	17
2.1 Bases de Preparación	17
2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS	18
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas	23
2.4 Entidades Filiales	23
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	24
2.6 Principios de Consolidación	24
2.7 Moneda Funcional y de Presentación	25
2.8 Periodo Contable	25
2.9 Conversión de Moneda Extranjera	25
NOTA 3 - CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	26
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos	26
3.2 Plusvalía Comprada	27
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes	27
3.4 Activos Intangibles	28
3.5 Deterioro de Activos	28
3.6 Arrendamiento de Activos.....	29
3.7 Instrumentos Financieros	30
3.8 Inventarios	32
3.9 Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Actividades Interrumpidas	32
3.10 Provisiones	33
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente	33
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	33
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos	34
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción	34

3.15 Dividendos	34
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo	35
3.17 Segmentos de Operación	35
3.18 Pasivos y Activos Contingentes	35
NOTA 4 – REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO	36
4.1 Descripción del Negocio	36
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	36
4.3 Tipos de clientes	36
4.4 Principales Activos	37
4.5 Energías Renovables	37
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS	37
5.1 Adquisición de subsidiarias y participaciones no controladoras	37
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	38
6.1 Disponible	38
6.2 Depósitos a Plazo.....	38
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo	39
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	39
7.1 Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija	40
NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES	40
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	40
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	41
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	41
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	42
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia	42
10.2 Personal Clave de la Gerencia	44
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	44
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	45
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.	45
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes	46
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas	46

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES	49
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES	50
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE	51
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION	52
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA	53
NOTA 16 – PLUSVALIA	54
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS	55
NOTA 18 – IMPUESTOS DIFERIDOS	59
18.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:	60
18.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:	60
18.3 Conciliación Tasa Efectiva	61
18.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo	62
NOTA 19 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS	63
Préstamos que devengan intereses	63
NOTA 20 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA	65
NOTA 21 – GESTION DE RIESGOS	68
21.1 Riesgos de Mercado	68
21.3 Riesgo de Precio de Combustibles	69
21.4 Riesgo de Crédito	70
21.5 Deudores por Venta	70
21.6 Activos Financieros y Derivados	71
21.7 Riesgo de Liquidez	71
21.8 Seguros	71
21.9 Clasificación de Riesgo	71
NOTA 22 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	72
NOTA 23 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	74
NOTA 24 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	74
NOTA 25 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES	74
NOTA 26 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	75
NOTA 27 – PATRIMONIO	76
27.1 Política de Dividendos	76
27.2 Gestión de Capital	77
NOTA 28 – PARTICIPACION NO CONTROLADORAS	77

NOTA 29 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	78
NOTA 30 – COSTOS DE VENTA	79
NOTA 31 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION	79
NOTA 32 – GASTOS DE ADMINISTRACION	80
NOTA 33 – GASTOS DEL PERSONAL	80
NOTA 35 – INGRESOS FINANCIEROS	81
NOTA 36 – COSTOS FINANCIEROS	81
NOTA 37 – DIFERENCIAS DE CAMBIO	81
NOTA 38 – GANANCIA POR ACCION	82
NOTA 39 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS	83
39.1 Garantías Directas	83
39.2 Garantías Indirectas	84
39.3 Cauciones Obtenidas de Terceros	84
39.4 Restricciones	85
39.5 Otras Contingencias	86
NOTA 40 – DOTACION	88
NOTA 41 – SANCIONES	88
NOTA 42 – MEDIO AMBIENTE	89
NOTA 43 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	90
NOTA 44 – HECHOS POSTERIORES	91
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	91
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	93

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS

	Nota	31/12/2018 kUSD	31/12/2017 kUSD
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	61.512	78.141
Otros activos financieros corrientes	7-20	0	2.845
Otros activos no financieros corrientes	8	9.113	28.551
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	161.798	122.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	26.116	7.183
Inventarios corrientes	11	158.860	129.548
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	10.216	12.939
Activos Corrientes, Total		427.615	381.378
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	0	71
Otros activos no financieros no corrientes	13	10.670	9.884
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	20	250
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	26.216	65.633
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	96.745	80.746
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	238.492	255.452
Plusvalía	16	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	17	2.635.728	2.543.495
Activos por impuestos diferidos	18	2.151	2.195
Activos No Corrientes, Total		3.035.121	2.982.825
Activos, Total		3.462.736	3.364.203

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energia Chile S.A

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

PATRIMONIO Y PASIVOS

	Nota	31/12/2018 KUSD	31/12/2017 KUSD
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19-20	109.889	117.299
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22	160.808	161.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	10.295	24.674
Pasivos por impuestos corrientes	12	10.117	9.110
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	13.275	14.745
Otros pasivos no financieros corrientes	24	1.382	5.973
Pasivos Corrientes, Total		305.766	333.019
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	19-20	734.610	731.413
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	57.914	532
Otras provisiones no corrientes	25	4.120	6.828
Pasivo por impuestos diferidos	18	222.174	226.673
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	26	128	267
Pasivos, No Corrientes, Total		1.018.946	965.713
Total Pasivos		1.324.712	1.298.732
PATRIMONIO			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		697.707	626.065
Otras Reservas	27	328.371	321.700
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		2.069.806	1.991.493
Participaciones No Controladoras	28	68.218	73.978
Patrimonio Total		2.138.024	2.065.471
Patrimonio y Pasivos, Total		3.462.736	3.364.203

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 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

	Nota	31/12/2018 kUSD	31/12/2017 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	29	1.275.296	1.054.062
Costo de ventas	30	(1.005.810)	(880.541)
Ganancia bruta		269.486	173.521
Otros ingresos	31	9.939	20.350
Gastos de administración	32	(41.525)	(39.684)
Otros gastos, por función	34	(86.066)	(5.748)
Ganancia por actividades de operación		151.834	148.439
Ingresos financieros	35	5.846	2.542
Costos financieros	36	(12.771)	(11.594)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	6.938	1.595
Diferencias de cambio	37	(2.285)	2.512
Ganancia, antes de Impuesto		149.562	143.494
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	18	(38.339)	(34.484)
Ganancia procedente de operaciones Continuadas		111.223	109.010
GANANCIA, ATRIBUIBLE A			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		102.582	100.862
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	28	8.641	8.148
GANANCIAS POR ACCIÓN			
Ganancia		102.582	100.862
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	38	0,097	0,096

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 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

	31/12/2018 kUSD	31/12/2017 kUSD
Ganancia	111.223	109.010
COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(3.842)	3.431
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	1.002	(867)
Otro resultado integral	(2.840)	2.564
Resultado Integral	108.383	111.574
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	99.742	103.426
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	8.641	8.148
Resultado Integral Total	108.383	111.574

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 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

	Nota	31/12/2018 kUSD	31/12/2017 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		1.482.897	1.199.550
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.929	15.450
Otros cobros por actividades de operación		2.685	9.829
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.039.514)	(791.221)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(77.663)	(65.145)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(5.580)	(10.190)
Otros pagos por actividades de operación		0	(350)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES (UTILIZADOS EN) OPERACIONES			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(2.936)	(18.488)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		41	81
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(38.502)	(64.598)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(61.328)	(20.302)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		272.029	254.616

/ ENGIE Energia Chile S.A

Estados de Flujo de Efectivo - Directo,

al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

	Nota	31/12/2018 kUSD	31/12/2017 kUSD
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		223.988	467.204
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(224.620)	(467.390)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		0	0
Préstamos a entidades relacionadas		0	(29.885)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		14	51
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(224.155)	(493.879)
Cobros a entidades relacionadas		20.381	0
Intereses recibidos		1.621	1.623
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(102.400)	0
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		98.083	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(207.088)	(522.276)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		0	0
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		90.000	100.000
Pagos de préstamos		(100.000)	
Dividendos pagados		(71.129)	(34.591)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(81.129)	65.409
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(16.188)	(202.251)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(441)	2.116
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(16.629)	(200.135)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	78.141	278.276
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	61.512	78.141

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 2018, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2018	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias KUSD	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas) KUSD	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total KUSD	Cambios en Participaciones no Controladoras KUSD	Cambios en Patrimonio Neto, Total KUSD
		Otras Reservas Varias KUSD	Reservas de Conversión KUSD				
Patrimonio al 01/01/2018	1.043.728	321.700	0	626.065	1.991.493	73.978	2.065.471
Ganancia	0	0	0	102.582	102.582	8.641	111.223
Otros Resultados Integrales	0	(2.840)	0	0	(2.840)	0	(2.840)
Total Resultados Integrales	0	(2.840)	0	102.582	99.742	8.641	108.383
Dividendos	0	0	0	(30.940)	(30.940)	(14.401)	(45.341)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	9.511	0	0	9.511	0	9.511
CAMBIOS EN PATRIMONIO	0	6.671	0	71.642	78.313	(5.760)	72.553
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2018	1.043.728	328.371	0	697.707	2.069.806	68.218	2.138.024

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto ,

al 31 de Diciembre de 2017, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2017	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias KUSD	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas) KUSD	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total KUSD	Cambios en Participaciones no Controladoras KUSD	Cambios en Patrimonio Neto, Total KUSD
		Otras Reservas Varias KUSD	Reservas de Conversión KUSD				
Patrimonio al 01/01/2017	1.043.728	323.335	0	555.462	1.922.525	83.641	2.006.166
Ganancia	0	0	0	100.862	100.862	8.148	109.010
Otros Resultados Integrales	0	2.564	0	0	2.564	0	2.564
Total Resultados Integrales	0	2.564	0	100.862	103.426	8.148	111.574
Dividendos	0	0	0	(30.259)	(30.259)	(17.811)	(48.070)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	(4.199)	0	0	(4.199)	0	(4.199)
CAMBIOS EN PATRIMONIO	0	(1.635)	0	70.603	68.968	(9.663)	59.305
SALDO FINAL PERÍODO ANTERIOR 31/12/2017	1.043.728	321.700	0	626.065	1.991.493	73.978	2.065.471

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 Apoquindo N° 3721 Oficina 61, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de ENGIE Chile S.A. , titular de 555.769.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 52,76%, el 47,34% 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 2018 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 29 de Enero de 2019. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de Diciembre de 2017 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 30 de Enero de 2018.

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 2018 y 2017, 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

a) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros.

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Aplicación NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con NIIF 4 "Contratos de Seguro" (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo disponible durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2018, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Engie Energía Chile S.A. y filiales.

A continuación, se detalla un resumen de la aplicación de las nuevas normas contables aplicables a contar de 2018:

NIIF 9 "INSTRUMENTOS FINANCIEROS"

La NIIF 9 entró en vigencia a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros consolidados de Engie Energía Chile S.A. La Sociedad realizó una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados de EECL, el cual se resume como sigue:

i) Clasificación y medición

Como requerimiento de la NIIF 9, la Sociedad realizó un nuevo enfoque de clasificación para los activos financieros, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y del modelo de negocio de la Sociedad, cuyo objetivo es logrado mediante el cobro de los flujos de efectivo contractuales y la venta de activos financieros.

Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- Costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- Valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o

- Valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Con respecto a la medición de los pasivos financieros, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

La Administración revisó y evaluó los activos financieros de la Sociedad existentes al 01 de enero de 2018, basados en los hechos y circunstancias que existen a esa fecha y concluyeron que los nuevos requerimientos de clasificación no tienen un impacto sobre la contabilización de sus activos financieros. Los préstamos y cuentas por cobrar se mantienen para obtener los flujos de efectivo contractuales que representan únicamente pago de principal e intereses, por lo tanto, cumplen los criterios para ser medidos a costo amortizado bajo NIIF 9. Las inversiones en instrumentos de patrimonio clasificadas como disponibles para la venta continuarán midiéndose a valor razonable con cambios en otro resultado integral, exceptuando aquellas para las cuales el costo representa la mejor estimación del valor razonable.

En relación al deterioro de los activos financieros, la NIIF 9 exige un modelo de pérdidas crediticias esperadas, en contraposición del modelo de pérdida incurrida que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- Las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- Las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La NIIF 9 también establece un enfoque simplificado para medir la corrección de valor por pérdidas a un importe igual a la pérdida crediticia esperada durante el tiempo de vida del activo para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. EECL eligió aplicar esta política para los activos financieros señalados.

ii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura, en comparación con el método de contabilidad de coberturas que se utilizaba en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro Resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto Impacta resultados.

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación

de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, la compañía podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. EECL escogió aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de su adopción, esto es, 1 de enero de 2018.

Al 1 de enero de 2018, la aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados del EECL.

NIIF 15 “INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS PROCEDENTES DE CONTRATOS CON CLIENTES”

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha aplicado NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes. NIIF 15 introduce un enfoque de cinco pasos para el reconocimiento de ingresos. Se han agregado guías mucho más prescriptivas en NIIF 15 para tratar con escenarios específicos. Los detalles de estos nuevos requerimientos, así como también el impacto en los estados financieros de la Sociedad se describen más adelante.

NIIF 15 utiliza los términos ‘activo del contrato’ y ‘pasivo del contrato’ para describir lo que podría comúnmente ser conocido como ‘ingresos devengados’ e ‘ingresos diferidos’, sin embargo, la Norma no prohíbe a una entidad a usar descripciones alternativas en el estado de situación financiera. La Sociedad no ha adoptado la terminología utilizadas en NIIF 15 para describir esos saldos de balance.

Esta norma requiere revelaciones más detalladas que las normas anteriores actuales con el fin de proporcionar información más completa sobre la naturaleza, importe, calendario y certidumbre de los ingresos y flujos de efectivo derivados de los contratos con clientes. Aparte de proporcionar revelaciones más extensas sobre las transacciones de ingresos de la Sociedad, la aplicación de NIIF 15 no ha tenido un impacto en la situación financiera o en el desempeño financiero de la Sociedad.

Durante el año 2017, EECL efectuó un proyecto de implementación, para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros consolidados.

Este proyecto identificó todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Engie Energía Chile y sus filiales, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes.

Se evaluaron especialmente aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés de EECL, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo, análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

Como se señala en la Nota 3.17, el negocio principal de EECL es la Generación y Venta de energía eléctrica. Dada la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y las características de los flujos de ingresos señaladas, EECL no identificó impactos en los estados financieros consolidados en el momento de la aplicación inicial de NIIF 15, es decir, al 1 de enero de 2018. Los tipos de ingresos y reconocimiento están descritos en la Nota 3.13.

CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La CINIIF 22 ha sido aplicada por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

b) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 16, Arrendamientos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto (enmiendas a NIIF 10 y NIC 28)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Mejoras anuales ciclo 2015-2017 (enmiendas a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Modificaciones al plan, reducciones y liquidaciones (enmiendas a NIC 19)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Definición de un negocio (enmienda NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

NIIF 16 “ARRENDAMIENTOS”

El 13 de enero de 2016, el IASB publicó NIIF 16 Arrendamientos. NIIF 16 introduce un modelo integral para la identificación de acuerdos de arrendamiento y los tratamientos contables tanto para los arrendatarios como para los arrendadores. Cuando se haga efectiva la aplicación de NIIF 16, ésta reemplazará las actuales guías para arrendamientos incluyendo NIC 17 Arrendamientos y las interpretaciones relacionadas.

NIIF 16 hace una distinción entre arrendamientos y contratos de servicios sobre la base de si un activo identificado es controlado por un cliente. La distinción entre arrendamiento operativo (fuera de balance) y arrendamientos financieros es removida para la contabilización de los arrendatarios, y es reemplazada por un modelo donde un activo por derecho a uso y un correspondiente pasivo tienen

que ser reconocidos por los arrendatarios para todos los arrendamientos, excepto para arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de importe bajo.

El activo por derecho a uso es inicialmente medido al costo y posteriormente medido al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, ajustado por cualquier remediación del pasivo por arrendamiento. El pasivo por arrendamiento es inicialmente medido al valor presente de los pagos por arrendamiento que no han sido pagados a esa fecha. Posteriormente, el pasivo por arrendamiento es ajustado por los intereses y los pagos del arrendamiento, así como también de las modificaciones del arrendamiento, entre otros. Adicionalmente, la clasificación de flujos de efectivo también se verá afectada dado que bajo NIC 17 los pagos de arrendamientos operativos se presentan como flujos de caja operacionales; mientras que bajo el modelo de NIIF 16, los pagos de arrendamiento serán divididos entre la porción de pagos de principal e intereses los cuales serán presentados como flujos de efectivo de financiamiento y operacionales, respectivamente.

En contraste con la contabilización para los arrendatarios, NIIF 16 mantiene sustancialmente los requerimientos contables de NIC 17 para los arrendadores, y continúa requiriendo a los arrendadores clasificar los arrendamientos ya sea como arrendamientos operativos o financieros.

Adicionalmente, NIIF 16 requiere revelaciones más extensas.

NIIF 16 es efectiva para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2019, se permite su aplicación anticipada para las entidades que apliquen NIIF 15 en o antes de la aplicación inicial de NIIF 16. Las entidades pueden aplicar NIIF 16 usando ya sea un enfoque de total aplicación retrospectiva o un enfoque modificado de aplicación retrospectiva. Si se escoge el último enfoque, una entidad no está obligada a re-expresar información financiera comparativa y el efecto acumulado de la aplicación inicial de NIIF 16 debe ser presentado como un ajuste al saldo inicial de utilidades retenidas (u otro componente de patrimonio, cuando sea apropiado).

La Administración está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 16, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que esta norma tendrá hasta que la Administración realice una revisión detallada.

CINIIF 23. INCERTIDUMBRE SOBRE TRATAMIENTO DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El 7 de junio de 2017, el IASB emitió la CINIIF 23 "Incertidumbre sobre Tratamiento de Impuestos a las Ganancias". La Interpretación establece cómo determinar una posición tributaria cuando existe incertidumbre sobre el tratamiento para el impuesto a las ganancias.

CINIIF 23 exige a una entidad:

- (i) determinar si las posiciones tributarias inciertas son evaluadas de forma separada o como un conjunto;
- (ii) evaluar si es probable que la autoridad fiscal aceptará un incierto tratamiento tributario utilizado, o propuesto a ser utilizado, por una entidad en sus declaraciones de impuestos:
 - a. Si lo acepta, la entidad debe determinar su posición tributaria contable de manera consistente con el tratamiento tributario utilizado o planeado a ser utilizado en su declaración de impuestos.
 - b. Si no lo acepta, la entidad debe reflejar el efecto de incertidumbre en la determinación de su posición tributaria contable.

CINIIF 23 es efectiva para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019. Las entidades pueden aplicar CINIIF 23, ya sea, de manera totalmente retrospectiva o una aplicación retrospectiva modificada sin re-expresión de información comparativa.

La Administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción del nuevo marco conceptual.

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 2018.

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, plantas 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.

- 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 S.A.", "Central Termoeléctrica Andina S.A.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos S.A.", "Edelnor Transmisión S.A.", "Solairedirect Transmisión SpA", "SD Minera SpA", "Solairedirect Generación II SpA", "Solairedirect Generación VI SpA", "Solairedirect Generación IX SpA", "Solairedirect Generación XI SpA", "Solairedirect Generación XV SpA" y "Parque Eólico Los Triguales 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 Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas. 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 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).

2.8 Período Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados, cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por el ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de Diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de Diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de Diciembre de 2018 y 2017.

2.9 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	31-12-2018 USD 1	31-12-2017 USD 1
Peso Chileno	694,7700	614,7500
Euro	0,8742	0,8317
Yen	110,3800	112,5900
Peso Argentino	37,7413	18,5695
Libra Esterlina	0,7874	0,7388

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 mantenciones 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
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 Plusvalía Comprada

La plusvalía comprada generada en la combinación de negocios representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una Sociedad filial en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como plusvalía comprada.

En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía comprada se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y de la plusvalía comprada definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

El deterioro de la plusvalía comprada no se reversa.

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 S.A. e Inversiones Hornitos S.A., 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, entendiendo 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 Arrendamiento de Activos

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que la Sociedad actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo de arrendamiento.

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 entidad.

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en fondos mutuos de renta fija, depósitos a plazo, 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.

La Sociedad invierte sus excedentes con un límite de hasta el 80%, en fondos mutuos con instrumentos sólo de renta fija de corto plazo y depósitos a plazo.

3.7.1 Jerarquías de Valor Razonable

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del período.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, EECL utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del período.

En consideración a los procedimientos antes descritos, EECL clasifica los instrumentos financieros en las siguientes jerarquías:

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"; y

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

3.7.2 Activos financieros

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

En el momento de reconocimiento inicial EECL y sus filiales valorizan todos sus activos financieros, a valor razonable y los clasifican en cuatro categorías:

- Deudores por ventas y otras cuentas por cobrar, incluyendo cuentas por cobrar a empresas relacionadas: son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Después de su reconocimiento inicial estos activos se registran a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.
- Inversiones mantenidas hasta su vencimiento: son aquellos instrumentos no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento y las que la Sociedad tiene intención y capacidad de mantener hasta su vencimiento. En las fechas posteriores a su reconocimiento inicial se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados: incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento en que ocurren.

- Inversiones disponibles para la venta: son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquéllos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi su totalidad a inversiones financieras en capital. Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono a una reserva del patrimonio neto denominada “activos financieros disponibles para la venta”.

3.7.3 Pasivos financieros

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valoran por su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Todos los pasivos financieros son reconocidos inicialmente por su valor razonable, y, en el caso de los préstamos, incluyen también los costos de transacción directamente atribuibles.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de costos en que se haya incurrido la transacción.

Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

La estrategia de administración del riesgo financiero de EECL y sus filiales se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio que está asociado a ingresos, costos, inversiones de excedentes de caja, inversiones en general y deuda denominada en moneda distinta al dólar de Estados Unidos.

Los contratos de derivados suscritos corresponden fundamentalmente a instrumentos de cobertura. Los efectos que surjan producto de cambio de valor justo de este tipo de instrumentos, se registran dependiendo de su valor en activos y pasivos de cobertura, en la medida que la cobertura de esta partida haya sido declarada como altamente efectiva de acuerdo a su propósito.

Los derivados inicialmente se reconocen a su valor justo a la fecha de la firma del contrato derivado y posteriormente se revalorizan a su valor justo a la fecha de cada cierre. Las ganancias o pérdidas resultantes se reconocen en ganancias o pérdidas en función de la efectividad del instrumento derivado y según la naturaleza de la relación de cobertura. Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de caja del subyacente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad que se encuentre en el rango de 80% - 125%. A la fecha, un alto porcentaje de los derivados contratados por la compañía tienen tratamiento de cobertura de flujos de caja.

Contabilidad de cobertura: la Sociedad denomina ciertos instrumentos como de cobertura, que pueden incluir derivados o derivados implícitos, ya sea como instrumentos de cobertura del valor justo, instrumentos de cobertura de flujo de caja, o instrumentos de cobertura de inversiones netas de operaciones extranjeras.

Para las coberturas de flujo de caja, la porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de Patrimonio Neto. La ganancia o pérdida relacionada a la porción ineficaz se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas, y se incluye en el estado de resultado.

Al inicio de la cobertura, la compañía documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y el ítem cubierto, junto con los objetivos de su gestión de riesgo y su estrategia para realizar diferentes transacciones de cobertura.

En caso de atrasos o cambios en los flujos de pagos, que puedan producir descalces entre los flujos de la cobertura y de la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos descalces sobre la efectividad de la cobertura contable se complementaran los instrumentos principales de cobertura con otros instrumentos tomados en sus fechas de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) pactos de retrocompra, (c) prórrogas de los contratos forward o (d) nuevos contratos forward en sentido contrario.

Además, al inicio de la cobertura y de manera continuada, la compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo en compensar cambios en los valores justos o flujos de caja del ítem cubierto.

Las coberturas deben tener un alto grado de efectividad desde su inicio, y en cualquier momento durante el período para el cual ella se estructura. Se entiende como efectividad el grado en que las variaciones en los flujos de caja del instrumento de cobertura compensan las variaciones en los flujos de caja del objeto de cobertura, atribuibles al riesgo cubierto.

La contabilización posterior de las coberturas de flujo de efectivo por cada filial de EECL se realiza registrando las partidas cubiertas de acuerdo a IFRS y el instrumento de cobertura a valor justo, donde la porción efectiva del instrumento de cobertura es llevada a patrimonio y la porción inefectiva al resultado del período.

Las coberturas contables de EECL sólo podrán ser interrumpidas en los siguientes casos:

- La posición del instrumento designado de cobertura expira sin que haya sido prevista una situación o renovación, si se vende o liquida, se ejerce o se cierra.
- La cobertura deja de cumplir con cualquiera de los requisitos necesarios para poder aplicar la contabilidad especial de coberturas.
- En caso que exista evidencia de que la transacción futura prevista, objeto de cobertura, no se llevará a cabo.
- Alguna filial de la Sociedad suspende su designación, en forma independiente de las otras filiales.

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 26)

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

La Sociedad determina el impuesto a la renta sobre la base imponible en conformidad a las normas legales vigentes. Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos se registran de acuerdo a la NIC 12 "impuesto a las ganancias", básicamente identificando dichas diferencias entre base contable y tributaria y aplicando las tasas vigentes impositivas al cierre del período. El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por impuestos corrientes e impuestos diferidos.

El importe en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación de los estados financieros, y se reduce en la medida en que ya no es probable que suficientes ganancias tributarias estén disponibles para que todos o parte de los activos por impuestos diferidos puedan ser utilizados. Los activos por impuestos diferidos no reconocidos también son revisados en cada fecha de cierre y se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios impositivos futuros permitan que el activo por impuesto diferido sea recuperado.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valorizan a las tasas de impuesto que se espere sean aplicables en el período en el que el activo se realice o el pasivo se liquide, basándose en las tasas (y leyes) tributarias que hayan sido aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha del balance general.

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.

Además, EECL también evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

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, correspondientes 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 distribuible 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 - REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

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 2018, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 1.928 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8% del total del Sistema. La Sociedad cuenta con 2.293 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 firme 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 1.928 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 10 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 5 centrales en Mejillones y 5 centrales en Tocopilla, con una capacidad total de 1.715 MW y otras centrales de menor tamaño que suman 213 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 MW.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 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 29 de Marzo de 2018 la Sociedad adquirió las filiales “Solairedirect Transmisión SpA”, “SD Minera SpA”, “Solairedirect Generación II SpA”, “Solairedirect Generación VI SpA”, “Solairedirect Generación IX SpA”, “Solairedirect Generación XI SpA”, y “Solairedirect Generación XV SpA” a la Sociedad Francesa “Solairedirect S.A.S.”

Con fecha 9 de Julio de 2018 la Sociedad adquirió la filial Parque Eólico Los Trigales SpA.

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 2018 y 2017, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Efectivo en Caja	38	41
Saldos en Bancos	6.532	3.199
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	54.942	74.901
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	61.512	78.141

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	31-12-2018 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31-12-2017 kUSD
Banco Consorcio	USD	3,00%	02-01-19	7.008	3,02%	08-01-18	3.015
Banco Consorcio	USD	3,15%	10-01-19	4.001	1,70%	11-01-18	3.251
Banco Consorcio	USD		-	0	2,00%	18-01-18	3.301
Banco Consorcio	USD		-	0	2,00%	29-01-18	2.000
Banco Corpbanca	USD		-	0	2,85%	03-01-18	9.009
Banco Corpbanca	USD		-	0	1,50%	11-01-18	3.251
Banco Scotiabank	USD	3,00%	02-01-19	7.008		-	0
Banco Scotiabank	USD	3,60%	10-01-19	4.002		-	0
Banco Santander	USD	3,00%	02-01-19	7.008	3,00%	08-01-18	13.014
Banco Santander	USD	3,10%	03-01-19	3.007	3,00%	11-01-18	1.250
Banco Estado	USD	2,50%	10-01-19	900	1,45%	11-01-18	3.550
Banco Chile	USD	2,70%	03-01-19	8.002	2,50%	10-01-18	4.901
Banco Chile	USD	2,70%	16-01-19	3.001	2,50%	11-01-18	8.001
Banco Chile	USD		-	0	2,50%	18-01-18	1.000
Banco BBVA	USD		-	0	2,90%	10-01-18	6.002
Banco BBVA	USD		-	0	1,25%	05-01-18	351
Banco BCI	USD	2,90%	04-01-19	3.002	2,78%	09-01-18	4.002
Banco BCI	USD	2,83%	10-01-19	8.003	2,57%	10-01-18	6.002
Banco BCI	USD		-	0	2,76%	18-01-18	3.001
Total Consolidado				54.942			74.901

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2018 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2018 (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	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19)	748.332	0	(38.250)	(38.250)	0	0	0	0	0	41.447	751.529
Préstamos que devengan intereses (Nota 19)	100.138	90.000	(100.000)	(10.000)	0	0	0	0	0	1.334	91.472
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5 y 10.6)	25.206	2.822	(18.568)	(15.746)	0	0	0	0	0	0	9.460
Total	873.676	92.822	(156.818)	(63.996)	0	0	0	0	0	42.781	852.461

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2017 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento			Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2017 (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	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19)	745.330	0	(38.250)	(38.250)	0	0	0	0	0	41.252	748.332
Préstamos que devengan intereses (Nota 19)	0	100.000	0	100.000	0	0	0	0	0	138	100.138
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5 y 10.6)	31.352	0	(6.146)	(6.146)	0	0	0	0	0	0	25.206
Total	776.682	100.000	(44.396)	55.604	0	0	0	0	0	41.390	873.676

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

NOTA 7 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Fondos Mutuos	0	53
Forward (1)	0	2.792
Total Otros Activos Financieros	0	2.845

No Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Forward (1)	0	71
Total Otros Activos Financieros	0	71

(1) Ver detalle en Nota 20 - Derivados y Operaciones de Cobertura

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:

Entidad	Moneda	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Banco Santander Río	USD	0	53
Total Fondos Mutuos		0	53

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.

Tipos de Pagos	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	346	3.895
IVA Crédito Fiscal	3.795	13.653
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) (2)	1.709	2.257
Anticipos a Proveedores (3)	2.205	3.539
Gastos Diferidos	0	4.508
Otros	1.058	699
Total	9.113	28.551

1) Corresponde a pólizas de seguros vigentes por incendio, responsabilidad civil y otros riesgos.

(2) Acuerdo transaccional entre TGN (Transportadora de Gas del Norte S.A.) y GNAA (Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.), por modificación de tipo de contrato de TF: Transporte de gas en condición de firme a TI: Transporte de gas en condición de interrumpible, por los servicios que se prestarán entre Mayo de 2014 y Diciembre de 2019.

(3) Mayoritariamente incluye anticipos de repuestos.

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 la 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 21 "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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Facturas por Cobrar	151.370	119.732
Deudores Varios Corrientes	338	545
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	10.090	1.894
Total	161.798	122.171

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar No Corrientes	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Otros Deudores Varios	20	250
Total	20	250

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de Diciembre de 2018, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total
Deudores	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	136.785	10.074	1.115	1.869	197	64	224	29	1833	2.773	154.963
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	(92)	(29)	(699)	(2.773)	(3.593)
Deudores varios corrientes	358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	10.090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.090
TOTAL	147.233	10.074	1.115	1.869	197	64	132	0	1.134	0	161.818

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de Diciembre de 2017, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total
Deudores	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	116.966	1.554	648	49	34	22	1	3	75	3.176	122.528
Estimación incobrables	0	0	0	(48)	(34)	(22)	(1)	(3)	(75)	(2.614)	(2.797)
Deudores varios corrientes	796	0	0	0	0	0	0	0	0	115	911
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(115)	(115)
Otras cuentas por cobrar corrientes	1.894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.894
TOTAL	119.656	1.554	648	1	0	0	0	0	0	562	122.421

Tramos de Morosidad al 31 de Diciembre de 2018	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto
Al día	-	0	997	147.233	997	147.233
Entre 1 y 30 días	-	0	732	10.074	732	10.074
Entre 31 y 60 días	-	0	225	1.115	225	1.115
Entre 61 y 90 días	-	0	133	1.869	133	1.869
Entre 91 y 120 días	-	0	83	197	83	197
Entre 121 y 150 días	-	0	69	64	69	64
Entre 151 y 180 días	-	0	62	224	62	224
Entre 181 y 210 días	-	0	23	29	23	29
Entre 211 y 250 días	-	0	51	1.833	51	1.833
Superior a 251 días	1	2.288	79	485	80	2.773
TOTAL		2.288		163.123		165.411

Tramos de Morosidad al 31 de Diciembre de 2017	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto
Al día	-	0	1.019	119.656	1019	119.656
Entre 1 y 30 días	-	0	62	1.554	62	1.554
Entre 31 y 60 días	-	0	17	648	17	648
Entre 61 y 90 días	-	0	7	49	7	49
Entre 91 y 120 días	-	0	8	34	8	34
Entre 121 y 150 días	-	0	6	22	6	22
Entre 151 y 180 días	-	0	3	1	3	1
Entre 181 y 210 días	-	0	7	3	7	3
Entre 211 y 250 días	-	0	4	75	4	75
Superior a 251 días	1	2.288	7	1.003	8	3.291
TOTAL		2.288		123.045		125.333

Provisiones y Castigos	31-12-2018 KUSD	31-12-2017 KUSD
Saldo Inicial	2.912	2.857
Provisión cartera no repactada	1.264	823
Recuperos del periodo	(394)	(824)
Castigos del período	(121)	0
Otros	(68)	56
Saldo final	3.593	2.912

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 24 de abril de 2018, 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 2018 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 año 2018 este comité ha utilizado con cargo a este presupuesto U.F. 1.985.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	109	106
Emilio Pellegrini, Director (*)	29	106
Mauro Valdes, Director	109	106
Claudio Iglesias, Director	80	0
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	327	318

Los directores de la Sociedad señores Philip De Cnudde, Pierre Devillers, Daniel Pellegrini y Hendrik De Buyserie renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo.

(*) En la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 24 de abril de 2018, dejó su cargo de director el señor Emilio Pellegrini.

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el año 2018, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de kUSD 107 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Remuneraciones	2.634	2.637
Beneficios de corto plazo	695	248
Total	3.329	2.885

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.

Para efectos comparativos la remuneración del personal clave para los periodos 2018 - 2017 sólo considera al Gerente General y Gerentes Corporativos.

10.2 Personal Clave de la Gerencia

Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Aníbal Prieto	Gerente Corporativo Jurídico
Rodrigo Cuadros	Gerente Corporativo de Negocios Grandes Clientes
Eduardo Milligan	Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos
Andrea Cabrera	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Beatriz Monreal	Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos
Luc Imschoot	Gerente Corporativo de Operaciones
Carlos Arias	Gerente Corporativo de Negocios BTB

En el mes de Junio 2018, los Gerentes Corporativos de Personal, Procesos y Tecnología, Nicky Vanlommel, y el Gerente Corporativo de Generación, David Liste, dejaron la Sociedad para asumir los cargos de CEO en Engie Services Perú y Engie Services Chile, respectivamente. Sus cargos fueron asumidos por Andrea Cabrera y por Luc Imschoot. En el mes de Agosto de 2018, dejó de pertenecer a la Sociedad el Gerente Corporativo Comercial, Enzo Quezada. Desde el 1 de Noviembre de 2018, Demián Talavera asume la Gerencia General de la Filial TEN S.A.

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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	0	2.783
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	0	42
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	0	124
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	3.287	4.010
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	9	2
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	1	15
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	32	34
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	0	31
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	22.754	126
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Afiliada	CLP	13	15
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	1	1
76.247.976-1	Solairedirect Generación V SpA	Chile	Matriz Común	CLP	10	0
76.169.132-5	Solairedirect Generación Andacollo SpA	Chile	Matriz Común	CLP	9	0
76.379.265-K	Parque Eolico Los Trigales SpA (1)	Chile	Matriz Común	CLP	0	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					26.116	7.183

(1) Ver Nota 5.2

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	26.216	65.633
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					26.216	65.633

(1) Préstamo otorgado a Trasmisora 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 2020.

10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	USD	2.519	15.966
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	0	36
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	3.716	2.635
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	451	231
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	0	2.229
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	437	281
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	USD	0	473
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	644	2.677
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	589	57
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.148	0
76.284.839-2	Laborelec Chile Spa	Chile	Matriz Común	EUR	56	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	15	84
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	209	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	0	0
76.169.132-5	Solairedirect Generación Andacollo SpA	Chile	Matriz Común	CLP	4	0
76.247.976-1	Solairedirect Generación V SpA	Chile	Matriz Común	CLP	299	5
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	7	0
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	164	0
78.851.880-3	SUEZ Water Technologies & Solutions	Chile	Matriz Común	USD	37	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					10.295	24.674

(1) kUSD 1.148, 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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	313	532
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	57.601	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					57.914	532

1) kUSD 57.601, 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						31-12-2018		31-12-2017	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto kUSD	Efecto en Resultado kUSD	Monto kUSD	Efecto en Resultado kUSD
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía, Potencia y Servicios	1.235	1.235	1.773	1.773
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	46.238	(46.238)	31.041	(31.041)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	43	0	51	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Compra de Gas	0	0	1.124	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	255	255	0	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Impuestos Verdes	16	16	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Prestados	1.833	1.833	1.774	1.774
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía y Potencia	186	186	2.720	2.720
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Compra de Energía y Potencia	2.911	(2.911)	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	10	10	63	63
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Venta Combustible	15	0	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperacion de Gastos	2	0	0	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Prestados	4	4	8	8
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Recibidos	588	(588)	494	(494)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	Compra de Gas	4.437	(4.437)	0	0

Entidad						31-12-2018		31-12-2017	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	Venta de Gas	4.107	4.107	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	18	18	17	17
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	65	65	71	71
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	154	(154)	137	(137)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	13.183	13.183	8.051	8.051
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	523	523	262	262
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	2	0	15	0
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A. *	Luxemburgo	Matriz Común	USD	Compra de GNL	36.864	0	33.254	0
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A. *	Luxemburgo	Matriz Común	USD	Recuperación de Gastos	198	0	0	0
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios	817	(353)	278	(179)
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	82	0	20	0
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	Dividendos	11.055	0	10.611	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	162	0	1.182	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	405	(405)	70	0
0-E	Tractebel Engineering S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	353	0	651	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	119	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	294	0	364	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	4.089	(239)	7.411	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	6	0	0	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	2	0	0	0
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	Instrumentos de Derivados	1.051	(1.006)	1.077	135
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Capital e Intereses)	3.017	3.017	31.842	1.957
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Pago de Préstamo	20.381	0	0	0

Entidad						31-12-2018		31-12-2017	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Servicios Prestados	374	374	688	688
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Recuperación de gastos	38	0	90	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	269	269	262	262
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	4.529	(4.529)	26	(26)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Compra de Activo	0	0	2.677	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	209	209	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Leasing (Capital)	65.772	0	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Leasing (Intereses)	6.916	(6.916)	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Dividendos	576	0	0	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	48	(27)	0	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	1.464	(1.324)	0	0
0-E	Engie Energy Management SCRL	Bélgica	Matriz Común	USD	Compra de Carbón	0	0	6.659	0
0-E	Engie Energy Management SCRL	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	138	(138)
0-E	SSINERGIE blu.e	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	108	(-33)	12	(12)
76.247.976-1	Solairedirect Generación V SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Compra de Energía y Potencia	1.053	(1.053)	15	(15)
76.247.976-1	Solairedirect Generación V SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Venta de Energía y Potencia	10	10	0	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Compra acciones	1	0	0	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Proyectos en Desarrollo	1.339	0	0	0
76.169.132-5	Solairedirect Generación Andacollo SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Compra de Energía y Potencia	25	(25)	0	0

Entidad						31-12-2018		31-12-2017	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	Engie SA	Francia	Matriz Común	USD	Servicios	49	(49)	0	0
76.592.461-8	Factory Contenidos SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	6	(6)	0	0
76.579.088-3	Factory Soluciones SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	1	(1)	0	0
0-E	Engie Information et Technologies	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	201	(201)	0	0
0-E	Engie (China) Energy Technology CO., LTD.	China	Matriz Común	USD	Servicios	2	(2)	0	0
78.851.880-3	Suez Water Technologies & Solutions	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	31	(31)	0	0

* A partir del mes de Julio la filial de ENGIE, GDF SUEZ LNG Supply S.A. fue adquirida por Global LNG, 100% de propiedad de Total S.A.

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 39.2).

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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Materiales y Suministro Operación	107.169	114.231
Provisión Obsolescencia	(27.643)	(24.799)
Provisión Deterioro Repuestos *	(12.330)	(5.957)
Carbón	60.732	39.007
Petróleo Bunker N° 6	511	1.206
Petróleo Diesel	1.404	1.122
Cal Hidratada	6.972	852
Caliza - Biomasa - Arena Silice	2.937	2.552
GNL	18.935	1.163
Lubricantes	173	171
Total	158.860	129.548

(* El incremento del período corresponde a la provisión de deterioro de los repuestos de las unidades 12 y 13 de Tocopilla por kUSD 9.464 y el reverso de la provisión de deterioro de los repuestos de la Central Tamaya por kUSD 3.091

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Saldo Inicial	24.799	20.315
Aumento provisión	2.844	4.484
Saldo Final	27.643	24.799

(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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
PPM	6.016	743
PPUA	0	10
Crédito Fuente Extranjera	459	451
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	3.165	10.898
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	35	113
Crédito Sence	315	0
Otros Impuestos por Recuperar	226	724
Total Impuestos por Recuperar	10.216	12.939

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Gasto Tributario Corriente	9.911	8.580
Impuesto Único Artículo 21	206	530
Total Impuestos por Pagar	10.117	9.110

NOTA 13 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Arriendo pagado por anticipado	0	4
Inversión en CDEC-SING Ltda.(1)	0	18
Aporte Consorcio Algae Fuels S.A. (1)	0	2.383
Aporte FONDEF (1)	0	211
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) (2)	0	1.634
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Calama" (3)	4.512	3.114
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares" (3)	1.696	0
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Los Triguales" (3)	1.444	0
Otros Proyectos en Desarrollo (3)	528	9
Otros	329	350
Total	10.670	9.884

(1) Durante el año 2018 se puso término a las operaciones de estas sociedades

(2) Acuerdo transaccional entre TGN (Transportadora de Gas del Norte S.A.) y GNAA (Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.), por modificación de tipo de contrato de TF: Transporte de gas en condición de firme a TI: Transporte de gas en condición de interrumpible. Por los servicios que se prestarán entre Mayo de 2014 y Diciembre de 2019.

(3) 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:

Parque Eólico Calama: Consiste en un proyecto eólico ubicado en la ciudad de Calama con una capacidad de 150 MW.

Plantas Solares: Proyectos Fotovoltaicos ubicados entre las regiones Arica y Parinacota y Atacama, en etapa temprana de desarrollo.

Parque Eólico Los Triguales: Consiste en un proyecto eólico ubicado en la región de La Araucanía con una capacidad de 155 MW.

Otros Proyectos en Desarrollo: Consisten en 3 proyectos eólicos de un mínimo de 30 MW bajo el esquema Reverse Bid.

NOTA 14 - INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de Diciembre de 2018 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2017	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2018	Total al 31/12/2018
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	80.746	6.938	(576)	9.637	96.745
Total				80.746	6.938	(576)	9.637	96.745

Resultado Devengado

	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.938	1.595

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%	109.388	761.442	870.830	89.308	710.605	799.913	70.917	88.501	24.322	16.264

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de Diciembre de 2017 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2016	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2017	Total al 31/12/2017
			%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	83.350	1.595	0	(4.199)	80.746
Total				83.350	1.595	0	(4.199)	80.746

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%	131.065	793.284	924.349	6.987	880.830	887.817	36.532	7.456	1.692	3.390

NOTA 15 - ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de Diciembre de 2018 y 2017.

Activos Intangibles Neto	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	233.515	250.298
Servidumbres, neto	4.977	5.154
Total Neto	238.492	255.452

(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 Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., 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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	13.063	12.822
Total Bruto	375.197	374.956

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(128.619)	(111.836)
Amortización, Servidumbres	(8.086)	(7.668)
Total Amortización	(136.705)	(119.504)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2018 y 2017.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2018 kUSD	Adiciones (Bajas) Período kUSD	Saldo Bruto Final al 31-12-2018 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2017 kUSD	Amortización Período kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2018 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2018 kUSD	Saldo Neto al 31-12-2018 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(111.836)	(16.783)	0	(128.619)	233.515
Servidumbres	12.822	241	13.063	(7.668)	(418)	0	(8.086)	4.977
Totales	374.956	241	375.197	(119.504)	(17.201)	0	(136.705)	238.492

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2017 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 31-12-2017 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2016 kUSD	Amortización Periodo kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2017 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2017 kUSD	Saldo Neto al 31-12-2017 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(95.055)	(16.781)	0	(111.836)	250.298
Servidumbres	12.822	0	12.822	(7.248)	(420)	0	(7.668)	5.154
TOTALES	374.956	0	374.956	(102.303)	(17.201)	0	(119.504)	255.452

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 30).

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 S.A. (CTA) e Inversiones Hornitos S.A. (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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 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 CHILE 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. 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 al 31 de Diciembre de 2018 son los siguientes:

Movimientos Año 2018	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	Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	897.101	37.469	178.887	2.607.261	31.434	398.546	11.482	194.046	4.356.226
Depreciación Acumulada	0	0	(65.231)	(1.322.938)	(24.322)	(241.819)	(8.180)	(132.512)	(1.795.002)
Deterioro	0	0	(446)	(353)	(5)	(14.925)	0	(2.000)	(17.729)
Saldo Inicial al 01-01-2018	897.101	37.469	113.210	1.283.970	7.107	141.802	3.302	59.534	2.543.495
Reclasificación Valor Bruto	0	0	23.396	(23.406)	35	(35)	0	10	0
Reclasificación Depreciación Acumulada	0	0	(17.405)	17.413	(26)	26	0	(8)	0
Nuevo Saldo Inicial al 01-01-2018	897.101	37.469	119.201	1.277.977	7.116	141.793	3.302	59.536	2.543.495
Adiciones	233.667	0	0	857	8	0	38	47.311	281.881
Bajas	0	0	0	(75)	0	(8.843)	0	0	(8.918)
Deterioro *	0	0	(207)	(62.412)	(127)	(1)		(318)	(63.065)
Gastos por Depreciación	0	0	(7.419)	(82.873)	(3.662)	(8.638)	(596)	(14.477)	(117.665)
Cierre Obras en Curso	(176.298)	0	63.705	78.299	1.994	25.548	46	6.706	0
Cambios, Total	57.369	0	56.079	(66.204)	(1.787)	8.066	(512)	39.222	92.233
Saldo Final 31-12-2018	954.470	37.469	175.280	1.211.773	5.329	149.859	2.790	98.758	2.635.728

* La Comisión Nacional de Energía autorizó la desconexión de las unidades 12 y 13 a contar del mes de abril de 2019 y como consecuencia de dicha autorización, la Sociedad decidió efectuar un ajuste contable negativo por menor valor de activos, registrando en resultados un efecto de kUSD 63.065 (Ver Nota 34).

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2017 son los siguientes:

Movimientos Año 2017	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	Propiedades, Planta y Equipo
	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Valor Bruto	512.425	35.345	171.816	2.588.890	28.515	381.803	11.214	156.643	3.886.651
Depreciación Acumulada	0	0	(59.008)	(1.241.144)	(20.613)	(218.873)	(7.857)	(114.655)	(1.662.150)
Deterioro	0	0	(446)	(353)	(5)	(14.925)	0	(2.000)	(17.729)
Saldo Inicial al 01-01-2017	512.425	35.345	112.362	1.347.393	7.897	148.005	3.357	39.988	2.206.772
Adiciones	424.399	1.462	55	2.425	280	381	555	22.686	452.243
Bajas	0	0	0	0	(1)	0	(1)	0	(2)
Gastos por Depreciación	0	0	(5.775)	(81.520)	(3.734)	(8.022)	(609)	(15.858)	(115.518)
Cierre Obras en Curso	(39.723)	662	6.568	15.672	2.665	1.438	0	12.718	0
Cambios, Total	384.676	2.124	848	(63.423)	(790)	(6.203)	(55)	19.546	336.723
Saldo Final 31-12-2017	897.101	37.469	113.210	1.283.970	7.107	141.802	3.302	59.534	2.543.495

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2018 KUSD	31-12-2017 KUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Infraestructura Energética Mejillones	886.791	737.749
Construcción en Curso Puerto Andino Mejillones	0	101.981
Construcción en Curso Otros	67.679	57.371
Terrenos	37.469	37.469
Edificios	175.280	113.210
Plantas y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	82.842	100.360
Centrales Termoeléctricas	868.371	971.467
Centrales Diesel	1.088	1.238
Centrales Hidroeléctricas	264	324
Centrales Fotovoltaicas	20.002	20.936
Gasoductos	140.893	153.888
Puertos	98.313	35.757
Equipamiento de Tecnología de la Información	5.329	7.107

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	145.791	136.671
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	4.068	5.131
Vehículos de Motor	2.790	3.302
Activos en Leasing		
Edificios	12.398	0
Lineas de Transmisión y Subestaciones	47.147	5.613
Otras Propiedades, Plantas y Equipos	3.895	0
Otras Propiedades, Plantas y Equipos	35.318	53.921
Total Propiedades, Plantas y Equipos	2.635.728	2.543.495

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Infraestructura Energética Mejillones	886.791	737.749
Construcción en Curso Puerto Andino Mejillones	0	101.981
Construcción en Curso Otros	67.679	57.371
Terrenos	37.469	37.469
Edificios	265.938	178.887
Plantas y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	299.730	316.997
Centrales Termoeléctricas	1.716.411	1.710.372
Centrales Diesel	41.628	41.628
Centrales Hidroeléctricas	6.426	6.426
Centrales Fotovoltaicas	22.649	22.649
Gasoductos	427.318	427.530
Puertos	148.500	81.659
Equipamiento de Tecnología de la Información	33.462	31.434
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	354.566	337.935
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	60.725	60.611
Vehículos de Motor	11.437	11.482
Activos en Leasing		
Edificios	12.716	0
Lineas de Transmisión y Subestaciones	52.386	9.540
Otras Propiedades, Plantas y Equipos	3.990	0
Otras Propiedades, Plantas y Equipos	178.984	184.506
Total Propiedades, Plantas y Equipos	4.628.805	4.356.226

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Plantas y Equipos (Presentación)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(90.005)	(65.231)
Depreciación Acumulada, Plantas y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(216.888)	(216.637)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(785.628)	(738.905)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(40.187)	(40.037)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(6.162)	(6.102)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(2.647)	(1.713)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(286.425)	(273.642)
Depreciación Acumulada Puertos	(50.187)	(45.902)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(28.001)	(24.322)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(193.849)	(186.339)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(56.657)	(55.480)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(8.647)	(8.180)
Depreciación Acumulada, Activos en Leasing		
Depreciación Acumulada, Edificios	(318)	0
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(5.239)	(3.927)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Plantas y Equipos	(95)	0
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Plantas y Equipos	(141.348)	(128.585)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Plantas y Equipos	(1.912.283)	(1.795.002)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Plantas y Equipos (Presentación)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Deterioro de Valor, Edificios	(653)	(446)
Deterioro de Valor, Plantas y Equipos		
Depreciación Acumulada Centrales Diesel	(353)	(353)
Depreciación Acumulada Centrales Termoeléctricas	(62.412)	0
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(132)	(5)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(14.926)	(14.925)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Plantas y Equipos	(2.318)	(2.000)
Deterioro de Valor, Propiedades, Plantas y Equipos	(80.794)	(17.729)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Plantas y Equipos	(1.993.077)	(1.812.731)

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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Infraestructura Energética Mejillones	5,096%	87.518	47.291
Total		87.518	47.291

La tasa utilizada es la ponderada de los créditos que mantiene la Sociedad (Bono 144-A)

17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing financiero, arrendatario	31 de diciembre de 2018		
	Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.875	1.148
Entre 1 año y cinco años	28.093	22.230	5.863
Más de cinco años	98.326	46.588	51.738
Total	133.442	74.693	58.749

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 - 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 en Argentina considera los efectos producidos impositivamente producto de que el 29 de diciembre de 2017 fue publicada la Ley 27.430 por la que se modifica la Ley del Impuesto a la Renta

La principal modificación al régimen de Impuesto de Sociedades es el siguiente:

- El artículo 69 de la LIG (Ley de Impuesto a las Ganancias) consiste en reducir la tasa del impuesto de sociedades del 35% al 25% (también aplicable a los establecimientos permanentes). Sin embargo, la reducción se realiza por etapas.

El calendario de reducción de impuestos es el siguiente, de conformidad con el artículo 86 de la Ley 27.430:

1. para los años fiscales que comienzan entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, la tasa corporativa es del 30%; y
 2. para los ejercicios fiscales a partir del 1 de enero de 2020, la tasa del impuesto de sociedades será del 25%.
- El capítulo II de LIG establece la retención de impuestos sobre la distribución de beneficios por parte de entidades residentes y empresas asimiladas. La retención se aplica cuando los beneficiarios de la

distribución son personas residentes o no residentes. La tasa de pago se corresponde con la tasa del impuesto corporativo. La distribución de las ganancias ha estado sujeta a una tasa de impuesto corporativo del 35% que no está sujeta a retención fiscal. La distribución de las ganancias (enero de 2010 y 31 de enero de 2019) está sujeta a una tasa de retención de impuestos del 7%. Finalmente, una tasa de impuesto a las sociedades del 25% (años fiscales a partir del 1 de enero de 2020) estará sujeta a una tasa de retención del 13%. Se establecen tasas equivalentes para la distribución de ganancias por establecimientos permanentes.

Ejercicios cerrados	Tasa societaria	Tasa sobre utilidades y dividendos	Efecto cuantitativo	Impuesto teórico
Hasta 2017	35,00%	0	0	35,00%
2018 y 2019	30,00%	7,00%	7% de 70 = 4,9	34,90%
2020 en adelante	25,00%	13,00%	13% de 75 = 9,75	34,75%

18.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	12.916	11.002
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	35.553	19.800
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	5.050	5.271
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	792	832
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	653	697
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	5.657	6.269
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	715	0
Activos por Impuestos Diferidos	61.336	43.871

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.

18.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	103.795	100.140
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Emplo	1.139	1.112
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	72.169	77.537
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	34.964	25.278
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	47.058	42.220
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	14.756	15.595
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	7.478	6.467
Pasivos por Impuestos Diferidos	281.359	268.349

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Activos no corrientes	2.151	2.195
Pasivos no corrientes	222.174	226.673
Neto	220.023	224.478

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	2013-2018
Argentina	2014-2018

18.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

18.3.1 Consolidado

Concepto	2018		2017	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 25,5%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	40.240	27,00	36.566	25,50
Gastos no aceptados	0	0,00	(5.300)	(5,37)
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.766)	(1,18)	(407)	(0,29)
Otras diferencias permanentes	(135)	(0,12)	3.625	4,19
Total Diferencias Permanentes	(1.901)	(1,30)	(2.082)	(1,47)
Gasto por Impuesto a la Renta	38.339	25,70	34.484	24,03

18.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	2018		2017	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 25,5%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	40.392	27,00	36.660	25,50
Gastos No Aceptados	0	0,00	0	0,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.766)	(1,18)	(407)	(0,29)
Otras Diferencias Permanentes	(2.063)	(1,38)	3.625	2,53
Total Diferencias Permanentes	(3.829)	(2,56)	3.218	2,24
Gasto por Impuesto a la Renta	36.563	24,44	39.878	27,74

18.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	2018		2017	
	Impuesto 35%	Tasa Efectiva	Impuesto 35%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(152)	(35,00)	(94)	(35,00)
Gastos No Aceptados	0	0,00	(5.300)	(2.047,76)
Otras Diferencias Permanentes	1.928	374,21	0	0,00
Total Diferencias Permanentes	1.928	374,21	(5.300)	(2.047,76)
Gasto por Impuesto a la Renta	1.776	339,21	(5.394)	(2.082,76)

18.3.4 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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	45.877	32.539
Impuesto Único Artículo 21	206	530
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(4.165)	1.635
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	(4.761)	(420)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	214	(533)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(34)	1.600
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	1.002	(867)
Total	38.339	34.484

18.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(1.002)	867
Total	(1.002)	867

18.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de Diciembre de 2018 kUSD 163.798

Al 31 de Diciembre de 2017 kUSD 122.065

NOTA 19 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31-12-2018		31-12-2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Préstamos que devengan intereses (nota 19)	108.391	792.211	117.057	731.413
Derivados de cobertura (ver nota 21)	1.498	0	242	0
Total	109.889	792.211	117.299	731.413

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31-12-2018		31-12-2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Préstamos bancarios	91.472	0	100.138	0
Obligaciones con público	16.919	734.610	16.919	731.413
Total	108.391	734.610	117.057	731.413

19.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora			Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total					
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
								Efectiva	Nominal	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco de Crédito del Perú (1)	Perú	USD	Bullet	1,690	1,690	0	0	0	15.055	0	15.055
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco de Crédito e Inversiones (1)	Chile	USD	Bullet	1,483	1,483	0	0	0	60.165	0	60.165
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	1,745	1,745	0	0	0	24.918	0	24.918
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (3)	Chile	USD	Bullet	2,624	2,624	40.707	0	0	0	40.707	0
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (4)	Chile	USD	Bullet	2,810	2,810	10.190	0	0	0	10.190	0
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (5)	Chile	USD	Bullet	3,100	3,100	0	0	40.575	0	40.575	0
Préstamos que Devengan Intereses, Total										50.897	0	40.575	100.138	91.472	100.138

(1) Los créditos de corto plazo por USD 60 millones con BCI y USD 15 millones con BCP devengan intereses a tasa fija, vencieron en julio de 2018.

(2) El crédito de corto plazo por USD 25 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, venció en octubre de 2018, 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 crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, vence en marzo de 2019, 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.

(4) El crédito de corto plazo por USD 10 millones con Banco Estado devenga interés a tasa fija, vence en abril de 2019, 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.

(5) El crédito de corto plazo por 50 millones con Banco Estado devenga interés a tasa fija, vencen en julio de 2019, 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.

19.2 Obligaciones con el Público

19.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total		Total	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD		
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	10.313	10.313	0	0	10.313	10.313	10.313	10.313
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	6.606	6.606	0	0	6.606	6.606	6.606	6.606
Obligaciones con el Público, Total										16.919	16.919	0	0	16.919	16.919	16.919	16.919

19.2.2 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	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	456.250	396.629	0	0	395.677	0	0	396.629	395.677
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	452.375	0	0	0	0	337.981	335.736	337.981	335.736
Obligaciones con el Público, Total											396.629	0	0	395.677	337.981	335.736	734.610	731.413

(1) Con fecha 17 de Diciembre de 2010, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional, por un monto total de USD 400.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y las 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 Luxemburg 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 interés de 5,625%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 15 de julio de 2011 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 15 de enero de 2021.

(2) 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 las 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 Luxemburg 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 interés de 4,500%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 29 de enero de 2025.

19.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2018

Entidad Deudora		Entidad Acreedora						0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total			
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	Valor	31-12-2018	31-12-2018	31-12-2018	Más de 5 años	Total
								Efectiva	Nominal	Nominal	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	456.250	22.500	433.750	0	0	456.250
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	452.375	15.750	31.500	31.500	373.625	452.375
Total										908.625	38.250	465.250	31.500	373.625	908.625

Año 2017

Entidad Deudora		Entidad Acreedora						0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total			
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	Valor	31-12-2017	31-12-2017	31-12-2017	Más de 5 años	Total
								Efectiva	Nominal	Nominal	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	6,098	5,625	478.750	22.500	45.000	411.250	0	478.750
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	468.125	15.750	31.500	31.500	389.375	468.125
Total										946.875	38.250	76.500	442.750	389.375	946.875

NOTA 20 - DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Cobertura Tipo de cambio	31-12-2018				31-12-2017			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Cobertura flujos de caja	0	0	1.498	0	2.792	71	242	0
Total	0	0	1.498	0	2.792	71	242	0

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
			31-12-2018 KUSD	31-12-2017 KUSD	
Forward	Tipo de cambio	Obligaciones en moneda local	96.000	0	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	0	32.063	Flujos de caja
Swap	Precio Commodity	Contratos de energía	0	3.729	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, la Compañía 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), a los pagos de los contratos asociado al proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) 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	31-12-2018	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2017
	Valor Libro KUSD	Valor Justo KUSD	Valor Libro KUSD	Valor Justo KUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	38	38	41	41
Saldos en Bancos	6.532	6.532	3.199	3.199
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	54.942	54.942	74.901	74.901
Activos Financieros				
Otros activos financieros	0	0	53	53
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	161.798	161.798	122.171	122.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	26.116	26.116	7.183	7.183
Pasivos Financieros				
Otros pasivos financieros	903.248	747.770	848.712	810.180
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	160.808	160.808	161.218	161.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	9.460	9.460	25.206	25.206

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31-12-2018 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

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31-12-2017 KUSD	NIVEL 1 KUSD	NIVEL 2 KUSD	NIVEL 3 KUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	2.863	2.863	0	0
Total	2.863	2.863	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	242	242	0	0
Total	242	242	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. Si el porcentaje de efectividad prospectiva llegara a caer fuera del rango 80% - 125% permitido por la norma, el derivado deja de calificarse como derivado de cobertura, quedando éste como derivado de negociación y se deberá reconocer el valor justo y todos los cambios futuros en resultados.

NOTA 21 – 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 Riesgos y Seguros de la empresa.

EECL tiene establecido procedimientos de Gestión de Riesgos, donde se describe la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos. La matriz de riesgos es actualizada y revisada semestralmente, y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente. Toda 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 EECL en relación a 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

21.1 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.

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

21.1.1 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.

En el periodo terminado al 31 de diciembre de 2018, EECL ha mantenido contratos de cobertura (“forwards y opciones”) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, dólar/euro y dólar/unidad de fomento 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 se encuentra limitada. 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. 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 en la moneda funcional de la compañía, 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, algunos contratos de servicio, y compromisos de pago de dividendos. Por otra parte, 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 con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que 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.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Compañía definió en su Política de Inversiones de Excedentes de Caja 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 contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2018, un 97,3% 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.

21.1.2 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 notional acordado. Al 31 de Diciembre de 2018, la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en un 100% a tasa fija.

	31-12-2018	31-12-2017
Tasa de interés fijo	100,00 %	100,00 %
Tasa de interés variable	0,00 %	0,00 %
Total	100%	100%

21.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

21.3 Riesgo de Precio de Combustibles

La Compañía 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, petróleo diésel y gas natural licuado con precios internacionales que fluctúan de acuerdo a factores de mercado ajenos a la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayoría de acuerdo a contratos anuales,

cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón. 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). Asimismo, la compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

Dado que EECL es predominantemente una empresa de generación termoeléctrica, el precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de sus centrales, su costo medio de generación y los costos marginales del sistema eléctrico en que opera. Por esta razón, 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 abastecimiento con los ingresos asociados a sus 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, con lo que podría temporalmente aumentar 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. 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. Por ello su exposición al riesgo de commodities se encuentra mitigada en gran medida, por lo que no se realizan actualmente análisis de sensibilidad.

21.4 Riesgo de Crédito

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

La mayor parte de nuestras ventas corresponden a grandes clientes mineros y a compañías de distribución de electricidad. Estas ventas son reguladas por contratos de largo plazo, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad financiera de estos clientes y del cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Una disminución en el precio del cobre y otras materias primas podría afectar de manera desfavorable los ingresos y los resultados financieros de nuestros clientes, causando operaciones de minería reducidas y una menor demanda de electricidad, que podría afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja.

21.5 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, relacionado a la administración del riesgo de crédito de los clientes. La Compañía determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a 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.

21.6 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.

21.7 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. 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 2018, la Compañía tenía vencimientos de deuda por un total de USD 90 millones en el año 2019 y luego no presenta vencimientos significativos sino hasta el año 2021. La sociedad cuenta con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que, en conjunto con la cantidad de USD 100 millones disponible para girar bajo una línea de crédito comprometida de largo plazo con los bancos Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC, exceden con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es bajo.

21.8 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 de accidentes para los empleados 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).

21.9 Clasificación de Riesgo (no auditado)

Al 31 de Diciembre de 2018, 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	A+ (*)	Positiva (*)	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2

(*) Feller-Rate subió la clasificación de Solvencia de la compañía a AA- con perspectiva Estable en enero de 2019.

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, Standard & Poor's y Fitch Ratings ratificaron la clasificación de deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB con perspectiva estable en julio de 2018 y junio de 2018, respectivamente. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, Fitch Ratings subió la clasificación de solvencia a AA- con perspectiva estable en junio de 2018, en tanto Feller Rate lo hizo en enero de 2019. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 22 - 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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	3.972	829
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	106.729	111.123
Dividendos por Pagar	2.255	14.293
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	47.852	34.973
Total	160.808	161.218

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						31-12-2018 KUSD	Periodo 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	695	0	0	0	0	0	695	30
Servicios	132.799	0	0	0	0	0	132.799	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	2.255	0	2.255	150
Total kUSD	133.494	0	0	0	2.255	0	135.749	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2018 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	8.466	349	97	6	18	112	9.048
Servicios	12.697	1.508	236	169	180	1.221	16.011
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	21.163	1.857	333	175	198	1.333	25.059

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2017 KUSD	Periodo 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	17.637	0	0	0	0	0	17.637	30
Servicios	113.568	0	0	0	0	0	113.568	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	14.293	0	14.293	150
Total kUSD	131.205	0	0	0	14.293	0	145.498	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2017 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	456	217	31	15	28	21	768
Servicios	12.381	1.604	527	105	35	300	14.952
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	12.837	1.821	558	120	63	321	15.720

NOTA 23 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Provisión de Vacaciones	5.472	5.571
Provisión Bonificación Anual	6.303	6.952
Descuentos Previsionales y de Salud	745	725
Retención Impuestos	287	388
Otras Remuneraciones	468	1.109
Total	13.275	14.745

NOTA 24 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
IVA débito fiscal	481	3.926
Impuestos de retención	636	808
Ingresos anticipados	0	975
Ingreso anticipado contrato GTA con Engie Gas Chile SpA (1)	265	264
Total	1.382	5.973

(1) Producto de la venta de la filial Engie Gas Chile SpA, ENGIE ENERGIA 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.

NOTA 25 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	1.054	1.234
Movimiento	(540)	(180)
Subtotal	514	1.054
(1) Ver Nota 39.5 c)		
Inspección General Unidades		
Inspección General CTA	1.417	1.417
Inspección General CTH	1.197	3.099
Subtotal	2.614	4.516
Contrato GTA		
Saldo Inicial	1.258	1.522
Movimiento	(266)	(264)
Subtotal	992	1.258
TOTAL	4.120	6.828

NOTA 26 – 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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	128	267
Total	128	267

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Saldo Inicial	267	240
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	0	0
Costo Beneficio del Plan Definido	0	0
Pagos del Periodo	(101)	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(38)	27
Total	128	267

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 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	31-12-2018	31-12-2017
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 27 – 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 2018.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2018 KUSD	31-12-2017 KUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	1.328	(5.343)
Total	328.371	321.700

(1) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina S.A., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., el 29 de Diciembre de 2009.

27.1 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 distributable 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 distributable al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, fue de kUSD 102.582 y kUSD 100.862, respectivamente.

El 24 de Abril de 2018 la Junta de Accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2017, por la cantidad total de kUSD 30.424.

El 25 de Septiembre de 2018 el Directorio de Engie Energía Chile S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de kUSD 26.000.

En conformidad a lo establecido en IFRS, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada ejercicio de un dividendo mínimo establecido de un 30% de la utilidad líquida. La Sociedad registró al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, con cargo a utilidades acumuladas, la suma de kUSD 30.775 y kUSD 30.259 respectivamente.

Dividendos	31-12-2018 kUSD
Reverso provisión 30% legal año 2017	30.259
Dividendos pagados año 2017	(30.424)
Dividendo provisorio año 2018	(26.000)
Provisión 30% legal año 2018	(4.775)
Total Dividendos	(30.940)

Dividendos	31-12-2017 kUSD
Reverso provisión 30% legal año 2016	12.849
Pago Dividendos	(12.849)
Provisión 30% legal año 2017	(30.259)
Total Dividendos	(30.259)

27.2 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 28 - PARTICIPACION NO CONTROLADORAS

El siguiente es el detalle de la participación de la Sociedad no controladora, Inversiones Punta Rieles Ltda., en la filial Inversiones Hornitos Ltda., al 31 de Diciembre de 2018 y 2017.

RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Porcentaje de Participación en Subsidiarias de la Participación no Controladora		Participación no Controladora en Patrimonio		Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación no Controladora	
			31-12-2018 %	31-12-2017 %	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	40,00%	40,00%	68.218	73.978	8.641	8.148
Total					68.218	73.978	8.641	8.148

Dividendos Participación no Controladora	31-12-2018 kUSD
Total dividendos	36.000
Pago atribuible al controlador (ENGIE)	(21.600)
Total Dividendos Atribuible a la Participación no Controladora	14.401

NOTA 29 - INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Ingresos Ordinarios

Ingresos Ordinarios	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.121.561	953.139
Venta y transporte de gas	44.401	8.893
Venta de Combustible	12.525	1.160
Venta de peajes	77.683	68.819
Arriendo instalaciones	1.138	209
Servicios Portuarios	8.295	8.600
Otras ventas - ingresos	9.693	13.242
Total	1.275.296	1.054.062

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	31-12-2018 kUSD	%	31-12-2017 kUSD	%
Grupo CODELCO	283.598	22,24%	317.460	30,12%
Regulados EMEL	214.704	16,84%	236.692	22,46%
Regulados (Centro Sur SEN)	211.053	16,55%	0	0,00%
Grupo AMSA (1)	256.951	20,15%	245.742	23,31%
El Abra	75.282	5,90%	60.057	5,70%
Grupo GLENORE	84.287	6,61%	74.630	7,08%
Otros clientes	149.421	11,72%	119.481	11,34%
Total Ventas	1.275.296	100,00%	1.054.062	100,00%

(1) Minera Zaldivar SpA, Minera Michilla SpA, Centinela y Antucoya son operadas por el Grupo AMSA.

	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.121.561	953.139
Otros ingresos	153.735	100.923
Total Ventas	1.275.296	1.054.062

NOTA 30 – COSTOS DE VENTA

Costos de Venta

Costos de Venta	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Costos de combustibles y lubricantes	320.021	355.540
Costos de energía y potencia	301.481	201.331
Sueldos y salarios	27.510	25.957
Beneficios anuales	7.239	6.210
Otros beneficios del personal	11.071	7.538
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	54.265	7.295
Transporte de Gas	5.441	3.998
Servicio Muelle	11.670	20.109
Servicios de Mantenimiento y Reparación	8.232	11.145
Servicios de Terceros	23.872	8.559
Asesorías y Honorarios	1.277	1.822
Operación y Mantenimiento Gasoductos	4.616	4.358
Costo Peaje	63.453	51.057
Depreciación propiedad, planta y equipo	113.485	111.293
Depreciación repuestos	2.843	4.483
Amortización Intangibles	17.201	17.201
Contribuciones y patentes	4.310	2.391
Seguros	9.047	11.114
Otros egresos	18.765	29.129
Total	1.005.810	880.541

NOTA 31 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Arriendos	377	397
Venta de agua	2.614	2.474
Recupero incobrables	394	824
Venta de propiedades, planta y equipo	71	100
Venta de materiales	143	178
Recupero Siniestro El Aguila Arica	117	0
Recupero Parcial Siniestro Unidad 1 Mejillones	0	1.259
Recupero Parcial Siniestro Unidad 2 Mejillones	500	0
Recupero Siniestro Unidad 3 Mejillones	735	1.000
Recupero Parcial Siniestro Unidad 16 Tocopilla	4.000	11.000
Otros Ingresos	988	3.118
Total	9.939	20.350

NOTA 32 – GASTOS DE ADMINISTRACION**Gastos de Administración**

Gastos de Administración	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Sueldos y salarios	14.146	13.478
Beneficios anuales	2.824	3.819
Otros beneficios del personal	4.730	2.173
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	7.721	6.797
Honorarios	71	317
Depreciación propiedad, planta y equipo	4.180	4.225
Contribuciones y patentes	401	162
Seguros	5	10
Otros	7.433	8.689
Total	41.525	39.684

NOTA 33 – GASTOS DEL PERSONAL**Gastos del personal**

Gastos del Personal	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Sueldos y salarios	41.656	39.435
Beneficios anuales	10.063	10.029
Otros beneficios del personal	15.801	9.711
Obligaciones post empleo	25	25
Total	67.545	59.200

NOTA 34 – OTROS GASTOS (INGRESOS)**Otros Gastos (Ingresos)**

Otros Gastos (Ingresos)	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Baja por Venta de Propiedades, Planta y Equipo	75	2
Baja de Propiedades, Planta y Equipo	8.843	0
Baja Activos Unidad 16	0	0
Deterioro Económico (Ver Nota 11 y Nota 17)	72.529	0
Gastos Proyectos Desarrollo	401	1.110
Deudas Incobrables	1.264	823
Multas Fiscales	0	3.318
Gastos por cargo público	0	0
Otros Gastos	2.954	495
Total	86.066	5.748

NOTA 35 - INGRESOS FINANCIEROS**Ingresos Financieros**

Ingresos Financieros	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Intereses financieros	5.846	2.542
Total	5.846	2.542

NOTA 36 - COSTOS FINANCIEROS**Costos Financieros**

Costos Financieros	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Intereses Financieros	6.792	11.594
Intereses financieros leasing	5.979	0
Total	12.771	11.594

NOTA 37 - 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 2018 y 2017.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(11.433)	(56.670)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	589	5.376
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(345)	128
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	UF	10.748	53.282
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(3.318)	7.302
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	(173)	39
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	(1)	19
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	YEN	0	(2)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	(40)	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	0	1
Activos por Impuestos Corrientes	CLP	0	518
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(3.820)	(340)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	UF	(5)	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(2.268)	0
Otros Activos No Financieros	CLP	(2.413)	217
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	0	(314)
Otros Activos No Financieros	EUR	65	(5)
Otros Activos No Financieros	YEN	0	(10)
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(561)	(634)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	0	2
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No corriente	CLP	0	123
Otros Activos, Corrientes	CLP	0	(18)
Total Activos		(12.975)	9.014

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Pasivos			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	(410)	(2.709)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	323	(1.470)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	67	(87)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	(35)	(69)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	630	(229)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	0	62
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	(4)	(2)
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	1.938	(4)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	2.291	(373)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	0	(123)
Otros Pasivos No Financieros	CLP	2.613	(1.418)
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	97	12
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	1.104	(248)
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	38	(27)
Otras Provisiones	Peso Argentino	2.038	183
Total Pasivos		10.690	(6.502)
Total Diferencias de Cambio		(2.285)	2.512

NOTA 38 - GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	102.582	100.852
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	102.582	100.852
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	USD 0,097	USD 0,096

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de Diciembre de 2018	Número de Acciones	Participación
ENGIE Chile S.A.	555.769.219	52,76%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	28.882.850	2,74%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	25.515.579	2,42%
Banco Itaú Corpbanca por cuenta de Inversionistas extranjeros	24.257.641	2,30%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	23.132.859	2,20%

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de Diciembre de 2018	Número de Acciones	Participación
AFPCapital S.A Fondo Tipo C	23.130.359	2,20%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	21.622.440	2,05%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	21.361.300	2,03%
Moneda S.A. AFI Para Pionero Fondo de Inversión	21.105.000	2,00%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	18.594.530	1,77%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	17.814.669	1,69%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo B	17.253.492	1,64%
Otros accionistas	254.869.838	24,20%
Total	1.053.309.776	100,00%

NOTA 39 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

39.1 Garantías Directas

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	31.704	33.605
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	5.918	0
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	2.100	0
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Director General del Territorio Marino	Póliza de Garantía	1.368	2.882
Cementos Polpaico S.A.	Boleta de Garantía	893	0
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	772	419
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Boleta de Garantía	714	785
Banmédica S.A.	Boleta de Garantía	198	0
Ministerio Obras Públicas, Dirección Gral. de Aguas	Boleta de Garantía	174	191
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	66	8
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A	Boleta de Garantía	39	0
Global Group Fund Chile S.A.	Boleta de Garantía	22	0
Servicios y Consultorías Hendaya S.A.	Boleta de Garantía	0	3.798
Cia.Minera Zaldivar SpA	Boleta de Garantía	0	2.180
Sociedad Punta del Cobre S.A.	Boleta de Garantía	0	2.132
Transelec S.A.	Boleta de Garantía	0	2.103
Gerdau Aza S.A.	Boleta de Garantía	0	1.481
Transelec Concesiones S.A.	Boleta de Garantía	0	1.103
Empresa Nacional de Minería	Boleta de Garantía	0	65
Econssa Chile S.A.	Boleta de Garantía	0	44
Total		45.468	52.296

No se cuenta con activos comprometidos.

39.2 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	
		31-12-18 kUSD	31-12-17 kUSD
Banco Chile	Aval y Fianza Solidaria	0	56.000
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	295.821	315.314
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	321.647	338.873
Total		617.468	710.187

39.3 Caucciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31-12-18 kUSD	31-12-17 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	130.297	113.387
Red Eléctrica Chile SpA	Contragarantía	0	28.000
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	91	2.483
Soc. OGM Mecánica Integral S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.274	2092
ABB S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.634	862
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.744
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	500
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	910
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	318	0
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	329	195
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	316	357
B.Bosch S.A.	Garantizar período de garantía	0	501
Ansaldo Energía Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	175	0
Recycling Innovation and Technologies	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	2.000
Varios	Cumplimiento de contratos en general	3.946	3.581
Sub total		139.880	156.612
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	600	0
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	400
Varios	Cumplimiento de contratos en general	87	80
Sub total		687	480
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Emp. Constructora Belfi S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	11.042	26.412
IMA industrial Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	102	0
Instrumentación Menchaca Ind.Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	81	0
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	174
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	75	175
Varios	Cumplimiento de contratos en general	90	167
Sub total		11.390	26.928

Nombre		31-12-18 kUSD	31-12-17 kUSD
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Minera Centinela	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	200.000	200.000
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	174
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	21	80
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	75	75
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	66	0
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	103	110
Sub total		200.265	200.439
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	54	59
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	47	52
Sub total		101	111
A favor de Solairedirect Chile Ltda.			
Termika Servicios de Mantencion S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	70	0
Sub total		70	0
Total		352.393	384.570

39.4 Restricciones

El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Scotiabank devenga intereses a tasa fija, vence en marzo de 2019 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.

El crédito de corto plazo por USD 10 millones con Banco Estado devenga intereses a tasa fija, vence en abril de 2019 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.

El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Estado devenga intereses a tasa fija, vence en julio de 2019 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.

EECL registra en sus libros la emisión de un bono por valor de USD 350.000.000,00 emitido en octubre de 2014 conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S). Dichos bonos consideran pago de intereses semestrales y un solo pago de capital a su vencimiento el 29 de enero de 2025. Dicho financiamiento no considera exigencias de tipo financiero, pero sí considera ciertas restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, como asimismo restricciones a transacciones de tipo leaseback.

EECL registra en sus libros la emisión de un bono por valor de USD 400.000.000,00 emitido en Diciembre de 2010 conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S). Dichos bonos consideran un plazo de 10 años con pago de intereses semestralmente y de capital a término. Dicho financiamiento no considera exigencias de tipo financiero, pero sí considera ciertas restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, como asimismo restricciones a transacciones de 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 adquirentes 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.

39.5 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 S.A., Inversiones Hornitos S.A. y Electroandina S.A. 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. A la fecha de presentación de los Estados Financieros GasAtacama ha opuesto excepciones dilatorias a la demanda presentada, las cuales fueron respondidas por las demandantes. Asimismo, 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. En consecuencia, entendemos que el 24° Juzgado debiera resolver las excepciones dilatorias opuestas por GasAtacama, así como la cuestión de fondo.

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), entendiéndose 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 514.069,71 al 31 de Diciembre de 2018 y de USD 1.053.303,02 al 31 de Diciembre de 2017.

NOTA 40 - DOTACION

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, 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 2018	Total año 2017
Generación	176	376	3	555	554
Transmisión	35	61	1	97	98
Administración y Apoyo	129	76	0	205	207
Total	340	513	4	857	859

NOTA 41 - SANCIONES

En el ejercicio 2018 y 2017, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 42 - 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 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 2018, se logró recertificar el Sistema de Gestión por los próximos 3 años con AENOR.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos y solares, encontrándose algunos aprobados ambientalmente o en proceso de evaluación ambiental.

La Sociedad teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión y cumpliendo con la legislación vigente, efectúa sus evaluaciones ambientales a través de Declaraciones de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental, los que son preparados por consultores con vasta experiencia. Por estos conceptos al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, la Sociedad ha hecho desembolsos por kUSD 114 y kUSD 254 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Asesorías Medioambientales	99	57
Total	99	57

La nueva norma de emisiones de centrales termoeléctricas fue aprobada mediante el Decreto N° 13/2011, promulgada el 18 de enero de 2011 y publicada en el Diario Oficial el 23 de junio de 20. Esta normativa regula las emisiones de material particulado (MP), gases Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Azufre y metales pesados mercurio. Además, esta norma establece que todas las unidades generadoras, con una potencia mayor a 50 MWt, instalen y certifiquen sistemas de monitoreo continuó de emisiones (CEMS por sus siglas en inglés).

Respecto de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas el 23 de diciembre del 2013 entró en vigencia el límite de material particulado en todo el país y, a partir del 23 de junio 2015 entró en vigencia los límites de emisión horaria para dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) para las unidades de Central Tocopilla debido a la existencia de un Plan de Descontaminación por Material Particulado en esta ciudad y con fecha 23 de junio del 2016 entraron en vigencia los límites de SO₂ y NO_x para todas las unidades de Central Mejillones. Para asegurar el cumplimiento de la norma de emisión en todas las unidades de generación de Central Tocopilla y Central Mejillones, se han implementado los siguientes sistemas de abatimiento de emisiones:

- Filtros de mangas 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 NO_x para las emisiones de óxidos de nitrógeno.

A fines del año 2016, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) desarrolló instructivos para que todas las unidades afectas al pago de impuestos verdes (Ley 20.780) se registraran e indicaran la metodología a la cual se acogerían para la cuantificación de sus emisiones. Actualmente, todas las unidades EECL cuentan con resolución que aprueban los métodos de cuantificación de emisiones para el pago de impuestos verdes,

identificándose métodos de medición directa (CEMS) y métodos indirectos (estimaciones) donde no existen CEMS certificados por la SMA. Las emisiones reportadas durante el año 2017, han sido revisadas por la SMA y se ha determinado cumplimiento de la norma de emisiones para centrales termoeléctricas.

En diciembre 2017 finalizó el proyecto para reemplazar 5 CEMS por nuevos equipos en todas las chimeneas de las unidades carboneras de la organización. Durante el último trimestre del 2017 se ejecutaron los ensayos de certificación inicial con una Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental, los informes con los resultados ya se enviaron a las autoridades y la SMA ha emitido las resoluciones de certificación para todos los CEMS instalados en las chimeneas de las unidades de Central Tocopilla y Central Mejillones. Durante el tercer y cuarto trimestre del 2018 se han ejecutado nuevos ensayos de validación anual de los CEMS de las unidades carboneras, cuyos informes ya han sido presentados a las autoridades para obtener una nueva certificación de éstos sistemas.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019. 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.

Durante el año 2018, las autoridades ambientales efectuaron trece fiscalizaciones presenciales y 17 documentales, identificando observaciones menores, quedando pendiente la emisión del reporte final para todas las fiscalizaciones realizadas. La Sociedad, a la fecha no ha tenido incidentes ambientales significativos ni mantiene procesos de sanción con la SMA u otras autoridades ambientales.

NOTA 43 - INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de Diciembre de 2018, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

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
Electroandina S.A.	100,00%	19.006	36.241	55.247	4.417	0	4.417	15.060	1.266
Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	9.807	99.849	109.656	9.179	32.764	41.943	33.678	5.944
Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	11.899	60.059	71.958	2.516	15.694	18.210	13.545	(2.210)
Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	52.629	691.416	744.045	34.333	414.979	449.312	150.426	16.691
Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	6.735	0	6.735	3.517	0	3.517	11.228	761
Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	39.087	335.426	374.513	30.960	173.007	203.967	161.907	21.602
Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	50	0	50	0	(38)
Solairedirect Transmisión SpA	100,00%	0	0	0	5	0	5	0	(4)
SD Minera SpA	100,00%	0	299	299	31	0	31	0	(4)
Solairedirect Generación II SpA	100,00%	0	534	534	544	0	544	0	(9)
Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	165	165	169	0	169	0	(4)
Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	165	165	169	0	169	0	(4)
Solairedirect Generación XI SpA	100,00%	0	153	153	157	0	157	0	(4)
Solairedirect Generación XV SpA	100,00%	0	128	128	132	0	132	0	(4)

La información financiera al 31 de Diciembre de 2017 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

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
Electroandina S.A y filial	100,00%	18.117	38.706	56.823	7.259	0	7.259	15.463	(764)
Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	24.372	111.118	135.490	10.786	37.525	48.311	32.666	6.654
Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	10.908	67.264	78.172	1.680	17.505	19.185	13.763	5.126
Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	65.847	693.235	759.082	34.599	446.056	480.655	133.348	24.634
Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	5.889	20	5.909	3.535	0	3.535	11.276	1.039
Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	53.302	352.793	406.095	40.851	180.300	221.151	150.288	20.369

NOTA 44 - HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de Enero de 2019 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 2018			Porcentaje de Participación Año 2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
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 S.A. y filial	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	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 S.A.	Chile	Dólar estadounidense	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000	0,0000	60,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	78,9146	21,0854	100,0000
76.379.265-K	Parque Eólico Los Triguales SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.274.746-4	Solairedirect Transmisión SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.243.585-3	SD Minera SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.247.979-6	Solairedirect Generación II SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.534.501-4	Solairedirect Generación XI SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.534.502-2	Solairedirect Generación XV SpA	Chile	Pesos Chilenos	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Ver nota 2.4 Entidades 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	
					31-12-2018 Directo	31-12-2017 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000

Con fecha 24 de noviembre de 2017 se ha dado término efectivo al Período de Puesta en Servicio del proyecto “Sistema de Transmisión 2x500 kV Mejillones – Cardones”

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	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	59.207	76.399
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	1.684	1.688
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	2	5
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	619	49
Activos por impuestos corrientes	USD	10.216	12.939
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	2.215	40.626
Inventarios corrientes	USD	156.645	88.922
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	33	103
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	41	36
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	3.907	7.043
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	Peso Argentino	1	1
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	2.756	15.597
Otros activos no financieros	USD	3.844	7.278
Otros activos no financieros	Peso Argentino	1.851	3.017
Otros activos no financieros	Euro	643	2.654
Otros activos no financieros	Otras Monedas	19	5
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	149.345	117.107
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	12.317	4.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	137	278
Otros activos financieros Corriente	USD	0	2.845
Activos No Corrientes			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	0	230
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	20	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	47.774	65.633
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	0	2.612
Otros activos no financieros no corriente	USD	10.670	7.272
Activos por impuestos diferidos	USD	2.151	2.195
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	97.320	80.746
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	238.492	255.452
Plusvalía	USD	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	USD	2.635.728	2.543.495
Otros activos financieros no Corriente	USD	0	71
Subtotal	USD	3.440.398	3.292.726
	\$ no reajutable	19.005	65.412
	Euro	645	2.659
	UF	61	56
	Peso Argentino	2.608	3.345
	Otras Monedas	19	5
Activos, Total		3.462.736	3.364.203

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	\$ no reajutable	899	98	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	USD	8.624	5.555	55	16.021
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF	661	365	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Euro	56	0	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	USD	0	0	10.117	9.110
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	1.117	4.734	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	265	1.239	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	9.438	8.436	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	24.527	45.004	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	1.410	1.465	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	155	297	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	113.408	84.657	2.255	16.722
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	7.738	5.395	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	1.877	1.877	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	13.275	14.745	0	0
Otros pasivos financieros	USD	67.252	16.919	42.637	100.380
Subtotales	USD	189.549	108.370	55.064	142.233
	\$ no reajutable	39.818	64.581	0	0
	Euro	9.494	8.436	0	0
	UF	8.399	5.760	0	0
	Yen	1.877	1.877	0	0
	Peso Argentino	155	297	0	0
	Otras Monedas	1.410	1.465	0	0
Pasivos Corrientes, Total		250.702	190.786	55.064	142.233

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 A 3 años		3 A 5 años		Más de 5 años	
		31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2017 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	16.571	16.571	17.523	17.523	188.080	192.579
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	313	532	0	0	0	0
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	399.282	0	3.210	395.677	389.719	335.736
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	128	267
Otras provisiones no corrientes	USD	3.408	5.181	198	593	0	0
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	514	1.054	0	0	0	0
Subtotal	USD	419.574	22.284	20.931	413.793	577.799	528.315
	\$ no reajutable	0	0	0	0	128	267
	Peso argentino	514	1.054	0	0	0	0
Pasivos No Corrientes, Total		420.088	23.338	20.931	413.793	577.927	528.582



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)