



Reporte
Integrado
2016


RAZÓN SOCIAL:

ENGIE ENERGIA 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

CENTRAL TERMOELÉCTRICA MEJILLONES:

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

CENTRAL TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA:

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

CENTRAL DIÉSEL ARICA:

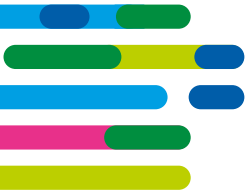
DIRECCIÓN: AVDA. SANTA MARÍA 2251,
ARICA, CHILE
TELÉFONO: (56-58) 241 109

SITIO WEB:

www.engie-energia.cl

RELACIÓN CON LOS INVERSIONISTAS:

MARCELA MUÑOZ LAGOS
marcela.munoz@cl.engie.com
(56-2) 2783 3307







ENGIE ENERGÍA CHILE

Evolucionando hacia un futuro sustentable

Ponemos toda nuestra energía
para contribuir al desarrollo de Chile





Contenido

06

Quiénes
Somos

22

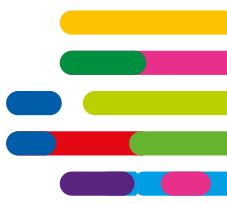
Nuestra
Estrategia

32

Nuestra
Organización

54

Nuestro
Desempeño



64

Nuestro Entorno

76

Desempeño Económico

86

Antecedentes Legales

100

Acerca de este Informe

108

Estados Financieros

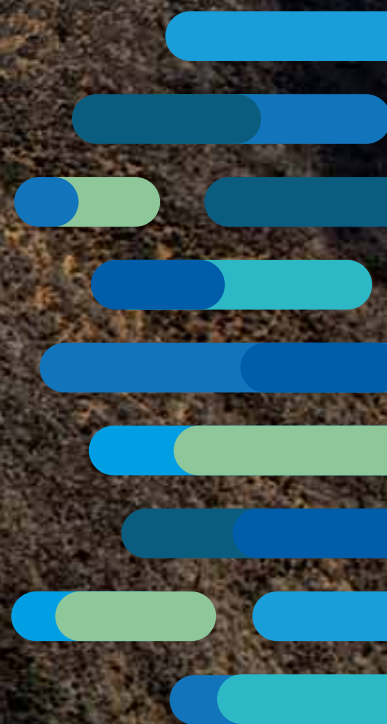




QUIÉNES SOMOS

**Somos una empresa del
sector energético orientada
a nuestros clientes**

Un socio estratégico que entrega soluciones
que crean valor a nuestros stakeholders.



ENGIE Energía Chile en cifras 2016

Participamos en los negocios de generación, transmisión, suministro de electricidad y en el transporte de gas natural. Somos una empresa orientada a nuestros clientes. Proveemos electricidad en forma directa a grandes empresas mineras e industriales y, en forma indirecta, a los hogares del norte de Chile. Ofrecemos un servicio integral, que entrega soluciones que crean valor a todos nuestros stakeholders.

Mayor generador de electricidad del sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

38% de la capacidad de generación instalada **en el SING**

1.971 MW de capacidad instalada bruta

4^o mayor generador de **electricidad** en Chile

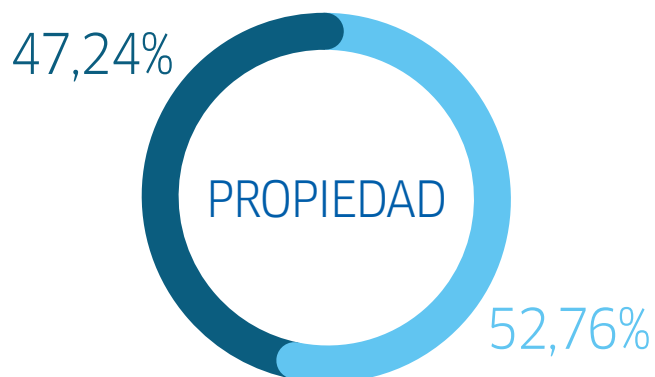
US\$ 967 millones Venta anual

908 trabajadores

US\$ 255 millones Ganancias

NUESTROS ACCIONISTAS

Con el 52,76 % de la propiedad de ENGIE Energía Chile, nuestro controlador es la multinacional francesa ENGIE (ex GDF SUEZ), que cuenta con más de 150.000 empleados en el mundo. El 47,24% restante de nuestras acciones está en manos de accionistas minoritarios, incluidos AFP e inversionistas institucionales chilenos y extranjeros.



● ENGIE

● ACCIONISTAS MINORITARIOS





En ENGIE Energía Chile hemos leído las señales del mercado y nos hemos estado preparando para cumplir con el **objetivo de ser protagonistas de la transformación del negocio de la energía y contribuir a un mundo más sostenible.**



Carta del Presidente

Señores accionistas:

En nombre del Directorio de ENGIE Energía Chile, tengo el agrado de presentarles nuestro primer reporte integrado. Una nueva forma de reportar nuestra gestión con una mirada integrada en lo económico, social y ambiental lo que implica un avance en la entrega de información a todos nuestros grupos de interés.

ENGIE Energía Chile siempre ha mirado la generación y transmisión de energía como una tarea desafiante y que va cambiando a través del tiempo. En este contexto, este primer reporte integrado presenta nuestra visión de negocio, describe cómo la estamos ejecutando y, al mismo tiempo, busca demostrar cómo generamos valor a nuestros accionistas, colaboradores, clientes, comunidades en que estamos insertas y, a través de todos nuestros grupos de interés, a la sociedad.

Como ustedes saben, el negocio de la generación eléctrica está viviendo uno de los cambios más profundos de su historia. Este proceso ha sido denominado transición energética, ya que describe la transformación del modelo basado en el uso de energías convencionales y grandes infraestructuras de generación a uno bajo en emisiones.

En ENGIE Energía Chile hemos leído estas señales del mercado y nos hemos estado preparando para cumplir con el objetivo de ser protagonistas de esta transformación del negocio de la energía y contribuir a un mundo más sostenible.

Por eso tomamos dos definiciones principales, que estamos poniendo en práctica:

- Foco en clientes, nos guiamos por las necesidades de los clientes, a quienes les ofrecemos crecientemente soluciones energéticas integrales y con mayor valor agregado, no solo energía generada.
- Bajo carbono, estamos orientando nuestro portafolio de desarrollo hacia energías renovables y a proyectos de gas natural, priorizando una matriz baja en carbono.

Para cumplir con estos lineamientos, la compañía diseñó un plan de adaptación que ha implicado un importante cambio en su estructura organizacional y de gestión del negocio, con miras a lograr mayor eficiencia y para dar mayor impulso a los proyectos de innovación y nuevas tecnologías. Se trata de un cambio que, por su magnitud, involucra un gran cambio cultural.

Como directorio, sabemos que el esfuerzo de nuestros colaboradores, contratistas, proveedores e incluso de nuestros clientes, ha sido importante, así es que quiero agradecerles especialmente. De igual forma, quiero agradecer a los vecinos de las comunidades donde estamos insertos, por ayudarnos a desarrollar en conjunto proyectos con una mirada de largo plazo en beneficio de la sociedad.

Como empresa hemos tomado decisiones importantes. Pero sabemos que el desafío es nacional. Por ello tenemos la mayor disposición a colaborar en todo lo que el nuevo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional requiera, para avanzar hacia un sistema de operación nacional único, económico, seguro y sostenible. A ello se suma nuestra convicción de que la interconexión de los sistemas SING y SIC, que llevamos adelante con éxito a través de nuestra filial TEN, es un primer paso para seguir el mismo camino más allá de nuestras fronteras. Por ello creemos que hay que avanzar técnica y políticamente para alcanzar un acuerdo real de integración energética en la región. Este es un desafío de largo plazo, aunque, como ENGIE Energía Chile, ya estamos en ese camino, pues ya operamos con acuerdos binacionales que nos abren las puertas a la región.

Como ven, nuestro proyecto de empresa es desafiante y, para conocerlo mejor, los invito a leer este reporte integrado, que refleja el arduo trabajo realizado por el equipo de ENGIE Energía Chile durante 2016.

PHILIP DE CNUDE
Presidente

Carta del Gerente General

Señores accionistas

El año 2016 marcó el rumbo de la transición energética para Chile, planteándonos un escenario con nuevos actores y tecnologías, más competitivo y flexible. Si bien se trata de una buena noticia, también impuso a la industria una serie de importantes desafíos, de cuyos cumplimientos dependerá el éxito de este proceso de transformación.

Anticipándonos a este nuevo entorno, cada vez más exigente y que demandará de nuestra parte soluciones de energía con mayor valor agregado para nuestros clientes, en 2016 avanzamos para ser una empresa más ágil y conectada con sus clientes y sus grupos de interés.

De esta manera, cambiamos nuestro nombre a “ENGIE Energía Chile” y reorganizamos nuestra estructura interna, lo que tuvo su cara más visible con la creación de Unidades de Negocio de Generación (UNG). Esto implicó que los activos de generación de los sitios de Tocopilla y Mejillones comenzaran a trabajar como unidades de gestión, fortaleciendo la especialización y favoreciendo un trabajo más cercano y multidisciplinario, entre otros aspectos.

De la misma forma, en términos internos nos enfocamos en generar nuevas competencias para los profesionales, que en esta nueva industria requerirán conocimiento amplio de las distintas formas de generación eléctrica, mayor capacidad de innovación y un gran foco en el cliente. En este tiempo también hemos revisado nuestros procesos de gestión y administración, explorando las alternativas para diversificar los productos y servicios asociados a la gestión de la energía.

En la misma línea, continuamos explorando las alternativas de negocio que nos permitan ajustarnos a la nueva

realidad y así tener un rol protagónico en el sector energético del futuro. Un ejemplo de aquello es el acuerdo marco que firmamos con la empresa Solairedirect, para explorar y desarrollar de manera conjunta proyectos fotovoltaicos en el norte y zona central de Chile por una capacidad total de hasta 400 MW.

En paralelo a la gran tarea de adaptarnos a los cambios de la industria, mantuvimos a paso firme el avance de nuestros principales proyectos.

Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), proyecto bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica de España, alcanzó a fines de 2016 un avance de 75% en su construcción, cumpliendo así con los plazos y presupuesto establecidos. Esta iniciativa que entrará en operaciones en el tercer trimestre de 2017, será una pieza fundamental en la tan esperada interconexión, que proveerá al país de un sistema eléctrico único, más competitivo y eficiente.

La solidez técnica y operativa del proyecto fue reconocida por distintas autoridades regionales y nacionales del sector energético, que han verificado en terreno el estado de avance. De la misma forma, la positiva estructura financiera del proyecto le permitió acceder a un financiamiento bancario de largo plazo del tipo “Project Finance” con diez instituciones financieras nacionales e internacionales, operación que fue reconocida como “Latin American Power Deal of the Year” por la prestigiosa revista Project Finance International y como “Latin America Transmission Deal of the Year” por IJGlobal, una publicación global proyectos de infraestructura.

De la misma forma, seguimos según lo previsto con la construcción de Infraestructura Energética Mejillones (IEM). A fines de 2016 la unidad generadora llevaba un 57% de avance, mientras que el puerto un 58%. Se es-

Anticipándonos al nuevo entorno, cada vez más exigente y que demandará de nuestra parte soluciones de energía con mayor valor agregado para nuestros clientes, **en 2016 avanzamos para ser una empresa más ágil y conectada con sus clientes y sus grupos de interés.**

para que la planta entre en operaciones a mediados de 2018. Finalmente, también en 2016 ingresamos al sistema de aprobación ambiental el proyecto “Central a Gas Natural Las Arcillas”, ubicado en la comuna de Pemuco, VIII región, luego de un positivo proceso de participación ciudadana anticipada que iniciamos en febrero y que nos permitió conocer de cerca las dudas de la comunidad y que derivaron, incluso, en la modificación de algunos aspectos del proyecto que generaban inquietud.

En relación a los resultados financieros del período, mantuvimos la gestión responsable que nos ha caracterizado y que reforzamos, más aún, de acuerdo al nuevo escenario energético.

En ese contexto, la utilidad neta anual llegó a US\$ 254,8 millones, un aumento considerable respecto de 2015 principalmente explicado por la venta del 50% de las acciones de TEN a principios de 2016. En tanto, nuestros ingresos operacionales mostraron una disminución de 15%, alcanzando US\$ 967,4 millones, debido principalmente a los menores precios de energía, tanto en el segmento de clientes libres como en el de clientes regulados, y a las menores ventas de gas natural.

Finalmente, el EBITDA de la compañía alcanzó los US\$ 284,8 millones en 2016. Si bien retrocedió 9%, influido por menores ventas de gas y mayores costos de reducción de emisiones, cabe destacar los resultados del esfuerzo de control de costos de la compañía que se manifestaron en una reducción de US\$28 millones en costos operacionales y administrativos con respecto al año anterior.

En relación a la gestión comercial de la compañía, mantuvimos nuestra estrategia de cercanía con nuestros clientes, permitiéndonos generar contratos sólidos y de largo plazo. En particular, generamos planes de desarro-

llo para continuar apoyando a la industria minera, tal y como lo hemos hecho a lo largo de toda nuestra historia. En ese contexto, en 2016 alcanzamos un acuerdo con la Sociedad Contractual Minera El Abra para firmar dos nuevos contratos de suministro por un total de 110 MW a partir de enero de 2018, cuando expira el contrato vigente hasta ese momento.

Todos los logros descritos, se mantuvieron sobre la base que sostiene nuestro negocio y que considera, de forma fundamental, una sintonía fina y cercana con los entornos donde nos insertamos. Así, durante el año pasado continuamos adelante con los planes de relación y desarrollo conjunto con las comunidades de nuestros principales sitios, como Tocopilla y Mejillones, donde tenemos una historia de crecimiento sostenible.

Quisiera finalizar agradeciendo a todos nuestros accionistas, socios, clientes, proveedores, autoridades y vecinos de nuestras comunidades por la confianza depositada en nuestra compañía a lo largo de todo este tiempo. Muy especialmente, agradezco a todos nuestros colaboradores, que tomaron el desafío que nos impuso la transición energética con entusiasmo y compromiso, permitiéndonos simplificar nuestra gestión y ser más eficientes, para avanzar con éxito hacia el futuro.

Muchas gracias,

AXEL LEVÊQUE
Gerente general



Cómo llegamos a ser **ENGIE Energía Chile**

2009

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

2011

Electroandina se divide en dos compañías: Electroandina, que mantiene la propiedad de todas las instalaciones portuarias, y Electroandina Dos, que adquiere la propiedad de todas las instalaciones de generación de Electroandina, incluyendo la Central Termoeléctrica Tocopilla. A raíz de esta división, Electroandina Dos se fusiona con E-CL, pasando esta última a controlar 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 el proceso de licitación de suministro eléctrico denominado "SIC 2013/03- Segundo llamado" realizado por las empresas concesionarias de distribución eléctrica del SIC. Esto permite a la compañía entregar energía al denominado a la fecha Sistema Interconectado Central (SIC) a partir del año 2018, por un plazo de 15 años. La oferta involucra inversiones por cerca de US\$ 1.800 millones.

2015

Proyecto Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), actualmente en construcción, 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.

Mercado en el que operamos



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

Generación: compuesto por las empresas generadoras de electricidad, las que venden su producción a clientes no regulados, a distribuidoras y a otras empresas generadoras.

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.

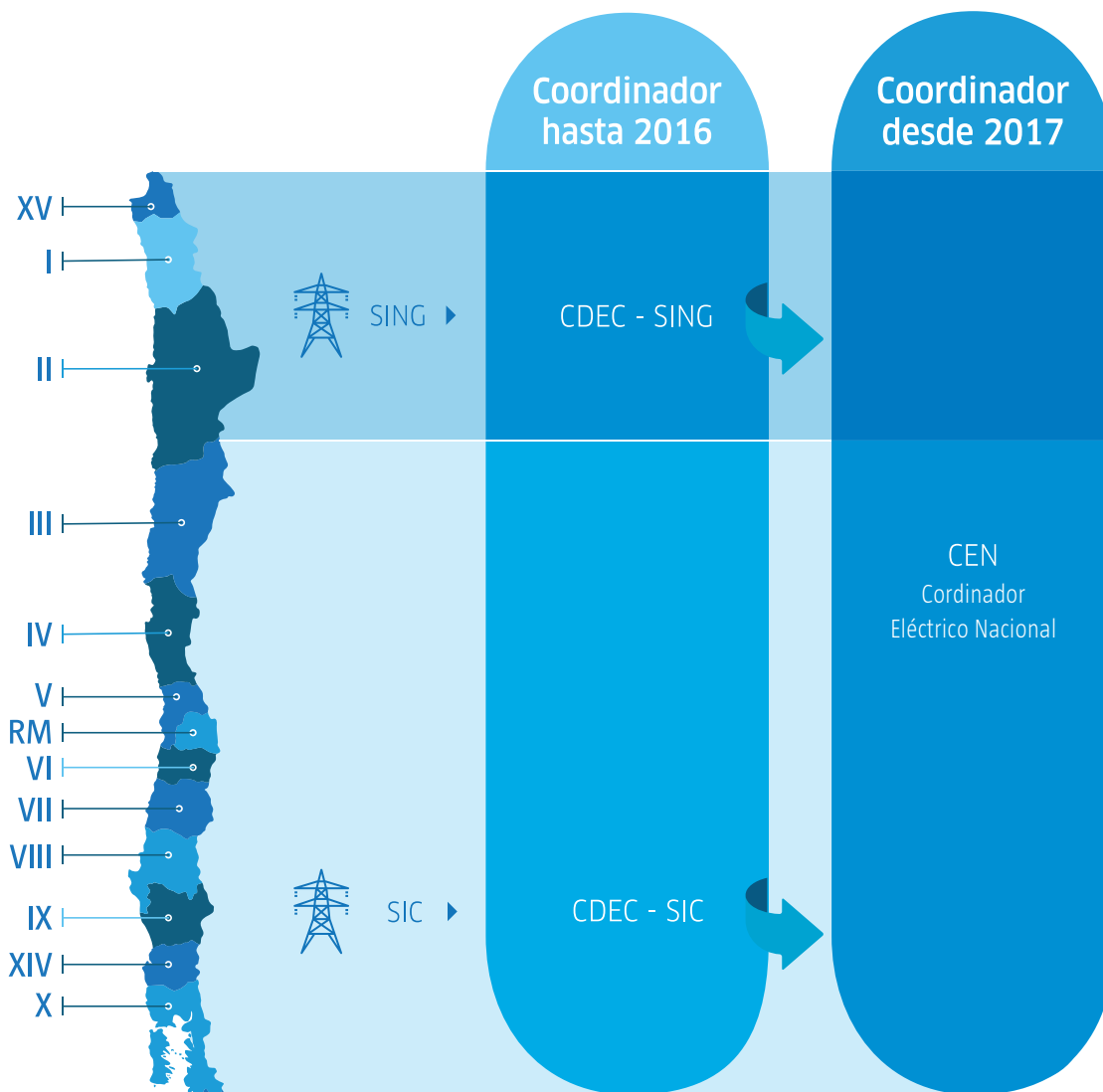
Distribución: comprende cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos. Los principales son el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre Taltal y Chiloé, donde vive el 93% de la población y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que opera en las regiones I, II y XV, y donde se encuentra la mayor parte de la industria minera.

Aparte del SIC y el SING, el sur de Chile cuenta con dos sistemas aislados, que suministran electricidad a zonas remotas: el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

Durante los últimos años se ha desarrollado el proyecto de interconexión de ambos sistemas, que permitirá que el SIC y el SING conformen un sistema eléctrico unificado.

Hasta el 31 de diciembre de 2016 la operación de las empresas generadoras de electricidad era coordinada por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), entidades autónomas en la que participaban las empresas generadoras, las empresas transmisoras y los grandes clientes. Los CDEC, determinaban el despacho de las unidades de generación en función de sus costos variables de tal forma de cubrir la demanda de energía al mínimo costo posible. Los CDEC del SIC y del SING velaban por la operación óptima y segura de los sistemas. A partir del 1 de enero de 2017 esas funciones las comenzó a desarrollar el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).



Tipos de clientes:

- **Cientes libres:** son aquellos consumidores cuya potencia conectada supera los 5 MW, principalmente clientes industriales o mineros y aquellos clientes entre 500 kW y 5 MW que hayan optado por un periodo de al menos cuatro años por la modalidad precio libre. Estos clientes no se encuentran sujetos a regulación de precio. Con ellos, la relación está basada principalmente en contratos entre generadores y clientes, quienes especifican todos los aspectos comerciales en el contrato, como volumen, precio, plazo y condiciones generales del suministro de energía.
- **Cientes 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 un periodo de al menos cuatro años por la modalidad precio regulado. Los clientes regulados reciben el suministro energético a través de las distribuidoras. Estos están sujetos a tarifas reguladas.

ENGIE Energía Chile suministra energía a clientes libres y regulados en el SING y ya cuenta con contratos para

suministrar a clientes libres y regulados en el SIC a partir de 2018 gracias a la pronta interconexión entre ambos sistemas eléctricos.

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 2016:

- Ministerio de Energía
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Ministerio de Medio Ambiente
- Superintendencia de Medio Ambiente
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC, cuyo continuador a partir de 2017 es el ya mencionado Coordinador Eléctrico Nacional, CEN)
- Panel de Expertos

CAMBIOS REGULATORIOS

Durante 2016 entraron en vigencia dos nuevas regulaciones: la Ley de Transmisión Eléctrica (Ley 20.936) y Ley de Equidad Tarifaria (Ley 20.928).

Adicionalmente, se encuentra en tramitación el proyecto de ley que reduce el arancel a 0% a la adquisición de productos que contribuyan al desarrollo de energías renovables.

Ley de Transmisión Eléctrica

Como principal objetivo, esta nueva ley busca que la transmisión deje de ser una barrera de entrada al negocio de la generación energética, incrementando la competencia del sector y eventualmente potenciando el desarrollo de ERNC.

Principales modificaciones que introduce

- **Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CEN):** Un nuevo y único coordinador del sistema eléctrico reemplazará a los CDEC del SING y SIC. Este será independiente de los actores del mercado. Este nuevo organismo mantiene las responsabilidades de los antiguos CDEC y adicionalmente impone obligaciones y otorga facultades respecto del monitoreo de la competencia en el sector y la cadena de pagos.
- **Polos de desarrollo:** El ministerio, dentro de su planificación energética de largo plazo, deberá identificar las áreas donde puedan existir polos de desarrollo. A través de estos podrá, previa Evaluación Ambiental Estratégica, determinar formalmente la existencia de zonas con alto potencial de generación de energías renovables dentro del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo aprovechamiento resulte de interés público.
- **Definición de trazado:** De acuerdo con la Ley de Transmisión, el Estado tendrá un nuevo rol en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional, involucrándose en la definición de trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión para aquellos proyectos de interés nacional. La nueva ley crea un procedimiento de Estudio de Franja por parte del ministerio para trazados de transmisión eléctrica de interés público. Este será sometido a evaluación ambiental estratégica y al proceso de Consulta Indígena contenido en el Convenio N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo, en caso de ser necesario, y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.
- **Servicios complementarios:** Ahora anualmente la CNE determinará los servicios eléctricos necesarios para mantener la calidad y seguridad del suministro, tras recibir previamente una propuesta del Coordinador Nacional de Energía.

Ley de Equidad Tarifaria

En líneas generales, el proyecto busca disminuir las tarifas de clientes regulados en comunas generadoras y acotar la diferencia de tarifa residencial entre las distintas zonas del país.

Principales mecanismos

- **Reconocimiento de la Generación Local (RGL):** Se establece un descuento en el componente de energía de las tarifas reguladas (no solo las residenciales) de las comunas que son intensivas en la generación de energía. El costo del descuento es asumido por las tarifas de los usuarios que viven en las comunas que no son consideradas como intensivas en generación de energía.
- **Equidad Tarifaria Residencial (ETR):** Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10%.

Misión **Visión**

Nuestra misión: Ofrecer soluciones integrales a las necesidades de energía para el desarrollo sustentable de Chile.

Nuestra visión: Ser una empresa sostenible, con pasión por los resultados y que contribuye a la transformación energética de Chile.

CÓMO VEMOS EL MUNDO Y NUESTRA RESPUESTA

TRANSFORMACIÓN DEL MERCADO

Descarbonización de la matriz energética

Descentralización del portafolio energético

Eficiencia energética

UNA AMBICIÓN

Ser protagonistas en la transformación energética de Chile

DOS FOCOS ESTRATÉGICOS

Priorizando las soluciones energéticas bajas en carbono

Soluciones integradas para los clientes

UN PLAN DE TRANSFORMACIÓN AMBICIOSO

Rediseñando el portafolio de negocios

Mejorando el desempeño energético

Preparándose para el futuro

Implementando la transformación digital

Adaptando la organización

Ágil y conectada

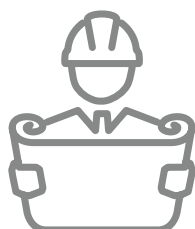
Enfocada en tecnologías

Orientada al talento

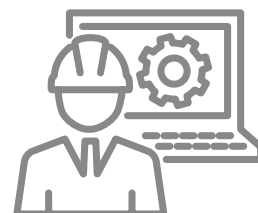
Cadena de valor



Input del cliente y otros stakeholders



1 Diseño conceptual de solución energética



2 Desarrollo de proyecto

4 Operación del proyecto



Orientación al cliente

Elección proveedor de insumos para la producción

Logística de transporte de insumos para la producción (Barco-Gasoducto)

Almacenamiento de insumos para la producción



Grupos de interés involucrados:



Proveedores



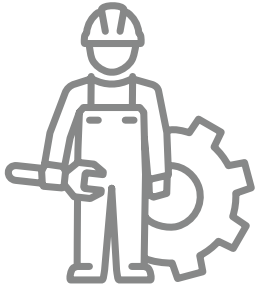
Colaboradores



Clientes



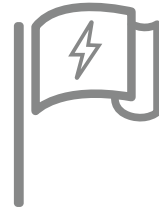
CEN



3 Construcción de proyecto



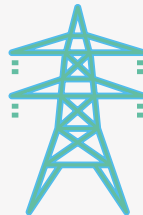
4 Operación del proyecto



5 Cierre sostenible de operaciones



Producción energética



Transmisión



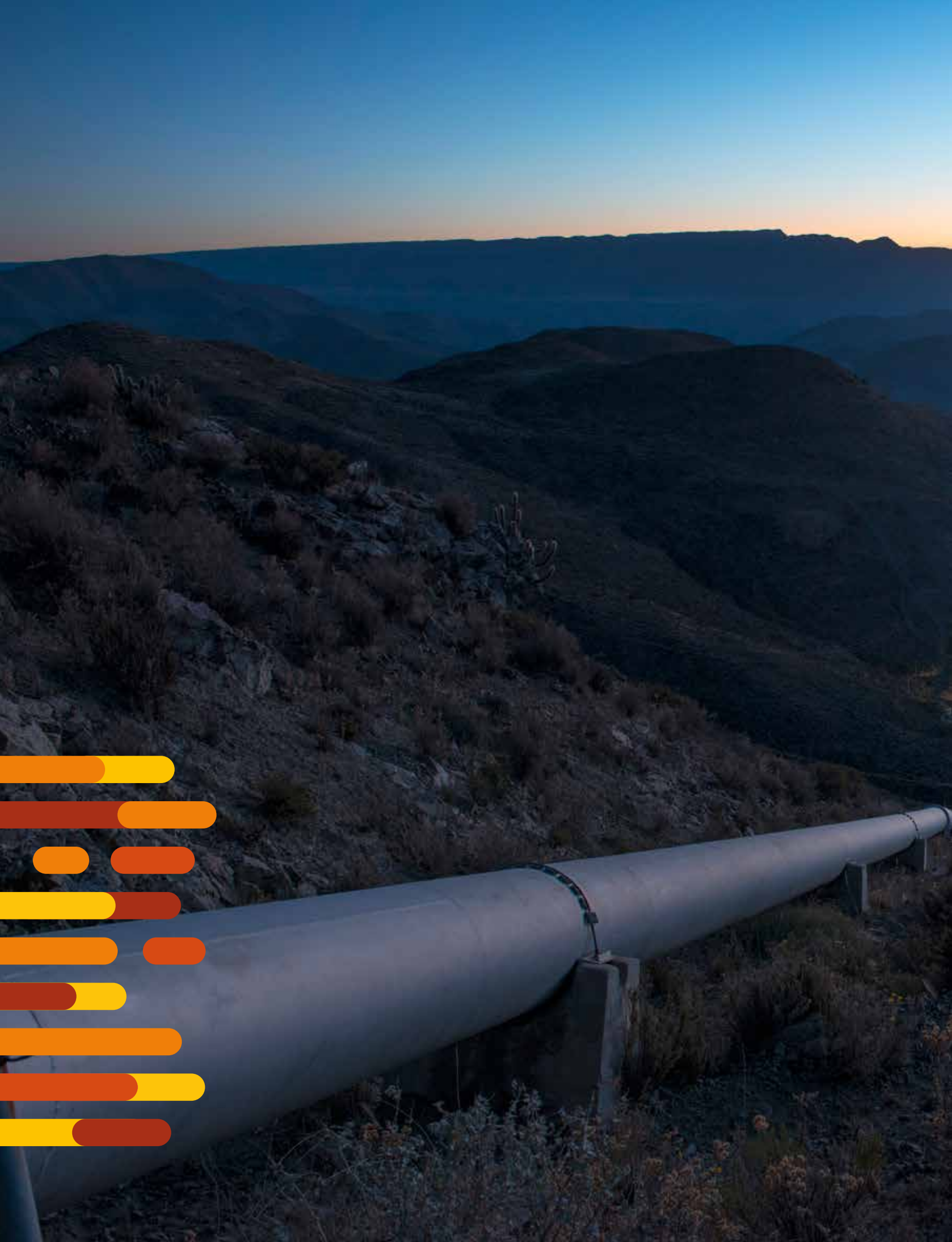
Solución energética a clientes



CEN



CEN





NUUESTRA ESTRATEGIA **Queremos ser protagonistas** **de la transformación** **energética de Chile**

Estamos diversificando nuestro portafolio energético enfocándonos en energías bajas en CO₂ para entregar servicios y soluciones a los clientes que le agreguen valor a su negocio.



Una nueva mirada

ENGIE Energía Chile decidió reformular su estrategia de negocios con dos focos:

- La transformación energética hacia las energías renovables, de la mano de la descarbonización de la matriz chilena de generación.
- Ser una empresa de soluciones integrales y servicios.

Coherentemente con este lineamiento, la compañía diseñó una política de sostenibilidad del negocio capaz de dirigir la gestión en función de estos dos focos estratégicos.

Estrategia del negocio

Nuestra estrategia de negocio se basa en tres pilares: productividad, clientes y sostenibilidad.

PRODUCTIVIDAD

Cómo la entendemos: es la búsqueda de la mayor competitividad y rentabilidad a través de la eficiencia en los procesos y el control de costos.

Nuestras directrices para gestionar la productividad:

- **Digitalización:** digitalización de procesos productivos en función de la eficiencia.
- **Calidad:** calidad y estabilidad del servicio energético.
- **“LEAN”:** utilización eficiente de los recursos necesarios para lograr la mayor eficiencia de cada unidad de generación, operando con responsabilidad en seguridad y en términos ambientales.
- **Credibilidad en resultados:** ser una empresa confiable con resultados de desempeño transparentes y creíbles.
- **Eficiencia de activos:** eficiencia en cada una de las unidades de generación, teniendo el mejor equilibrio entre la mantención y operación de los activos.

CLIENTES

Cómo respondemos a sus necesidades: a través de la entrega de soluciones adecuadas, precisas, pertinentes y personalizadas, al contar con un portafolio energético diversificado que nos permita atender a distintos segmentos y en distintas ubicaciones del país.

Nuestras directrices para gestionar el foco en el cliente:

- Valor agregado
- En el centro de la estrategia está el cliente
- Entendimiento de necesidades y nuevos negocios

SOSTENIBILIDAD

Cómo la concebimos: en toda la organización está presente el concepto de sostenibilidad del negocio, para entregar valor a la sociedad y a sus accionistas a largo plazo. Se busca un crecimiento acorde con las demandas del mercado y la sociedad.

Nuestras directrices para gestionarla:

- Creación de valor a inversionistas y al territorio
- Visión de largo plazo
- Cumplimiento de resultados y proyectos en ejecución
- Ganar competitividad
- Evolucionar hacia la descarbonización y energías renovables





Soluciones energéticas **bajas en carbono**

Tras comenzar la construcción de Infraestructura Energética Mejillones (IEM), ENGIE Energía Chile (EECL) tomó la decisión de no desarrollar más proyectos a base de carbón. En línea con lo anterior, EECL busca orientar su portafolio de desarrollo hacia energías renovables y a proyectos de gas natural.

Adicionalmente, se busca desarrollar proyectos en otras zonas del país, para descentralizar el portafolio.

En este sentido, el énfasis del desarrollo y crecimiento de la compañía está en las distintas oportunidades que entregue el mercado, las que pueden venir desde la generación de energía, a través de una matriz de generación de energía renovable, de la transmisión de energía, como también desde el área de servicios.

Servicios integrales **a los clientes**

Para mantener y extender en el tiempo la calidad del portafolio comercial, la compañía se guía por las necesidades de los clientes, a quienes se les ofrecen soluciones energéticas integrales y no solo la energía generada.

Esto ha transformado al cliente en un grupo de interés aún más relevante en cada una de las etapas de la cadena de valor de la compañía. Su input es necesario para ir modelando los nuevos proyectos que la empresa quiera desarrollar, y la compañía está generando las capacidades para atenderlo (detalles en el capítulo Cultura y Gestión del Talento).

Conceptos que guían la transformación en EECL:

- Visión sostenible a largo plazo
- Interconexión SING-SIC (TEN)
- Reducción CO₂ y energías renovables
- Flexibilidad en la incorporación/operación ERNC
- Flexibilidad y aprendizaje en acción
- Digitalización



Nuestras operaciones

ENGIE Energía Chile opera un total de seis centrales, cada una compuesta por distintas unidades de generación. Todas las centrales abastecen al SING. En total, la compañía tiene una capacidad instalada bruta de 1.971 MW.

GENERACIÓN:

1 Central Chapiquiña:

- 10 MW de capacidad instalada
- Hidráulica de pasada

2 Central Arica:

- 23 MW de capacidad instalada
- Motor Diésel*: Tres unidades diésel con un total de 14,3 MW de capacidad instalada.
- Solar Fotovoltaica*¹: Dos parques solares con un total de 8,3 MW de capacidad instalada.

3 Central Iquique:

- 43 MW de capacidad instalada
- Motor Diésel*: Dos unidades diésel con un total de 7 MW de capacidad instalada.
- Motor FO 6*: Dos unidades Fuel Oil #6 con un total de 12 MW de capacidad instalada.
- Motor turbo gas*: Una unidad turbo gas con 24 MW de capacidad instalada.

4 Complejo Térmico Mejillones:

- 914 MW de capacidad instalada
- Planta carbón*: Dos unidades de carbón con una capacidad instalada total de 333 MW.
- Ciclo combinado*: Una unidad de ciclo combinado de gas natural/LNG/Diésel oil, de 226 MW de capacidad instalada.
- Planta carbón-Lecho fluidizado*: Dos unidades de carbón/biomasa con un total de 355 MW de capacidad instalada.

5 Complejo Térmico Tocopilla:

- 877 MW de capacidad instalada
- Planta carbón*: Cuatro unidades a carbón con un total de 439 MW de capacidad instalada.
- Ciclo combinado*: Una unidad de ciclo combinado de gas natural/LNG/gasóleo, de 361 MW de capacidad instalada.
- Motor turbo gas*: Dos unidades turbo gas con un total 41 MW de capacidad instalada.
- Turbo gas gas/diésel*: Una unidad de gas natural/gasóleo de 36 MW de capacidad instalada.

6 Central Tamaya:

- 104 MW de capacidad instalada
- Motor FO 6*: Una unidad de fuel oil#6 de 104 MW de capacidad instalada.

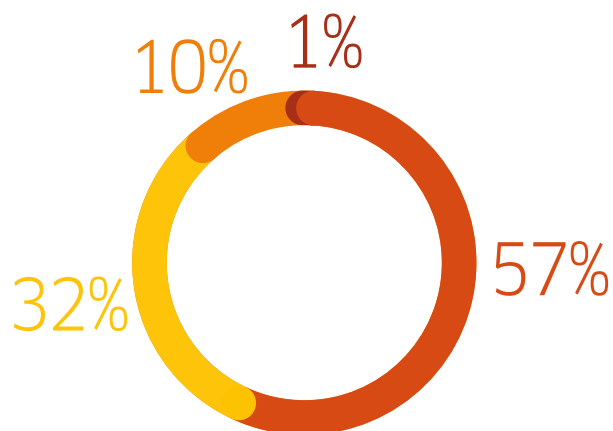
Actualmente, toda la capacidad instalada de ENGIE Energía Chile se encuentra conectada al SING, operando en su mayoría con combustibles fósiles.



¹ Incorporación de proyecto Pampa Camarones, el que entró en operación comercial en 2016 con 6 MW de capacidad instalada.

Podemos recibir gas, así como GNL desde diferentes fuentes en el mundo.

CAPACIDAD INSTALADA SEGÚN COMBUSTIBLE, DICIEMBRE 2016



● Carbón ● Gas Natural ● Petróleo (diésel + FO N°6) ● ERNC

TRANSMISIÓN:

ENGIE Energía Chile opera un total de 2.240 kms de líneas de transmisión de Alta Tensión y 98 kms. de línea de transmisión de Media Tensión. Un 92% de las líneas de Alta Tensión y un 93% de las líneas de Media Tensión son de su propiedad.



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. (GNA), que poseen y operan, respectivamente, los segmentos chileno y argentino del Gasoducto Nor Andino.

- **Extensión:** 1.066 kilómetros de gasoducto
- **Capacidad de transporte actual:** 4,5 millones de metros cúbicos por día
- **Capacidad de transporte potencial:** ampliable por diseño hasta 8 millones metros cúbicos por día.

El gasoducto Nor Andino es operado y mantenido por TGN en Argentina y su filial Comgas Andina S.A. en Chile.

En 1999, GNA firmó un acuerdo para adquirir o pagar el transporte de gas con GNAC. En noviembre de 1999, GNAC celebró dos contratos de transporte de gas de 20 años con Electroandina y otro acuerdo de transporte de gas de 20 años con Edelnor.

Cada uno de los dos contratos de transporte de gas con Electroandina contempla una capacidad de 1,58 MMm³/día. El acuerdo de transporte de gas de ENGIE Energía Chile con GNA, en tanto, es de 1,1 MMm³/día. Bajo estos acuerdos, GNA recibe ingresos con independencia del volumen transportado; en otras palabras, sus ingresos no dependen de la oferta real de gas transportado a través de su gasoducto.

A través de uno de los contratos de transporte de gas con Electroandina, GNA ofrece servicios de transporte de gas a la empresa distribuidora de gas Distrinor, que fue vendida a Solgas S.A. a finales de 2013. GNA tiene también contratos de transporte de gas con empresas mineras y clientes residenciales en Argentina.



No solo podemos transportar gas natural desde Argentina a Chile. También podemos recibir y entregar el gas suministrado a través del Terminal de GNL en Mejillones a los ciclos combinados en Tocopilla y Mejillones y transportar hasta dos millones de metros cúbicos por día desde Chile a Argentina.

Nuestros Proyectos



ENGIE Energía Chile cuenta con cooperación internacional para el desarrollo de proyectos de inversión energética. Hay gran experiencia en el grupo ENGIE en proyectos similares a los que se encuentra desarrollando la compañía en Chile. Esto es un activo importante al momento de desarrollar, construir y operar nuevos proyectos, ya que tenemos a disposición a las personas más adecuadas para llevarlos adelante en plazo y presupuesto, entre otros beneficios.

En 2016, ENGIE Energía Chile tuvo tres importantes proyectos en cartera, dos de los cuales se encuentran en etapa de construcción y el último en proceso de Evaluación de Impacto Ambiental.

INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA MEJILLONES (IEM):

Unidad de generación de carbón pulverizado con capacidad bruta de 375 MW y modernos sistemas de abatimiento de emisiones y un puerto con muelle mecanizado de descarga de insumos con capacidad de transferir más de seis millones de toneladas por año y de atender naves de hasta 180.000 DWT.

El proyecto cuenta con la aprobación ambiental necesaria desde 2009 y una actualización a su RCA (resolución de calificación ambiental) en 2014.

La construcción de IEM, ubicada en la comuna de Mejillones, fue aprobada luego de que a fines de 2014 EECL se adjudicara un contrato de suministro a compañías distribuidoras por hasta 5.040 GWh al año por un plazo de 15 años a partir de 2018. IEM inyectará la energía producida a través de la subestación Chacaya GIS del proyecto TEN, para ser transportada al sistema eléctrico nacional. A diciembre de 2016, el proyecto presentaba un grado de avance general del orden de 57%, considerando la unidad generadora.

Por su parte, el puerto presentaba un grado de avance general del orden de 58% y tiene fecha de entrega septiembre 2017.

Se espera que IEM, considerando el puerto, entre en operación comercial en el tercer trimestre de 2018. La inversión total en el proyecto, sin considerar gastos financieros e IVA durante la construcción, asciende a aproximadamente US\$ 1.100 millones.



TEN (TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE):

Proyecto troncal de transmisión que permitirá la creación del Sistema Interconectado Nacional mediante la conexión entre los actuales SIC y SING. El proyecto consiste en una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito en 500 kV, de una extensión aproximada de 600 km entre Mejillones y Copiapó. El proyecto lo desarrolla Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN), propiedad en partes iguales de ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Chile. Esta última se integró a la propiedad del proyecto en enero de 2016.

La importancia de este proyecto recae en la conexión de ambos sistemas, lo que permitirá a las generadoras del país comercializar la energía en distintas regiones de Chile, independientemente de su ubicación, generando un mercado más competitivo y no centralizado. TEN es un proyecto que está contribuyendo a la transformación energética del país.

En cuanto al financiamiento del proyecto, durante diciembre de 2016, TEN suscribió un crédito a más de 15 años con múltiples tramos, tanto en dólares como en moneda local, con diez instituciones nacionales y extranjeras para financiar el desarrollo y la construcción del proyecto de transmisión. Los montos comprometidos bajo los tramos senior en dólares y pesos alcanzaron un total equivalente a US\$745 millones a los tipos de cambio del día de la firma del crédito. Además, el contrato de crédito incluye un tramo de financiamiento de IVA durante la construcción, el que asciende al equivalente a US\$110 millones. El día 16 de diciembre tuvo lugar el primer desembolso bajo el financiamiento, por un total de aproximadamente US\$457 millones, de los cuales US\$171 millones se destinaron al repago de créditos otorgados por ENGIE Energía Chile para financiar la construcción del proyecto. Este financiamiento se encuentra garantizado con hipotecas y prendas sin desplazamiento sobre la mayor parte de los activos y contratos relevantes del proyecto, así como con prendas sobre todas las acciones de TEN. Cabe destacar que este contrato fue reconocido a nivel internacional por la revista Project Finance International (PFI) como el mejor financiamiento del año a proyectos del rubro energía en América Latina "Latam Power Deal of the Year".

El proyecto avanza según plazo y presupuesto para cumplir con el compromiso de estar operativo a fines de 2017. A diciembre de 2016, contaba con un avance cercano a 75%.

CENTRAL A GAS NATURAL LAS ARCILLAS:

Proyecto de central a gas natural de ciclo-combinado ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en octubre de 2016. Esta central tiene una capacidad instalada de diseño de 480 MW y considera una inversión aproximada de US\$ 450 millones. La iniciativa se instalará en la Región del Biobío, específicamente, en el sector de Chequenes, en la comuna de Pemuco, provincia de Ñuble.

Consciente de la importancia de implementar tecnologías que permitan incrementar la sostenibilidad del proceso de generación de energía, el proyecto Central a Gas Natural Las Arcillas contempla su operación en base a gas natural, reconocido como combustible de mínimas emisiones.

El agua para el sistema de enfriamiento del proyecto provendrá de derechos de agua ya existentes. Atendiendo a la necesidad de responder a la preocupación que genera un recurso sensible como el agua, la iniciativa implementará un sistema tecnológico de última generación (aerocondensadores) que permitirá reducir el consumo del recurso hídrico de manera sustancial.

Este proyecto representa una de las primeras iniciativas para diversificar el portafolio de ENGIE Energía Chile, tanto en matriz energética como en ubicación. Será la primera central construida y operada por la compañía en el SIC.

Al cierre de 2016 ENGIE Energía Chile cuenta con inversiones por cerca de US\$ 2.000 millones en proyectos.





NUESTRA ORGANIZACIÓN

Una empresa más ágil y conectada con sus grupos de interés

Generamos liderazgos a lo largo de la
cadena de valor, para responder en
forma eficiente a las necesidades de
nuestros clientes.



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, vicepresidentes 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.

ENGIE Energía Chile cuenta con Código de Conducta y Ética de Negocios, que tiene por objetivo “establecer los principios que han de presidir la actuación de los trabajadores de la compañía, así como las limitaciones e incompatibilidades que conlleva esta condición, enmarcado todo ello en la visión, misión y valores de la empresa”.

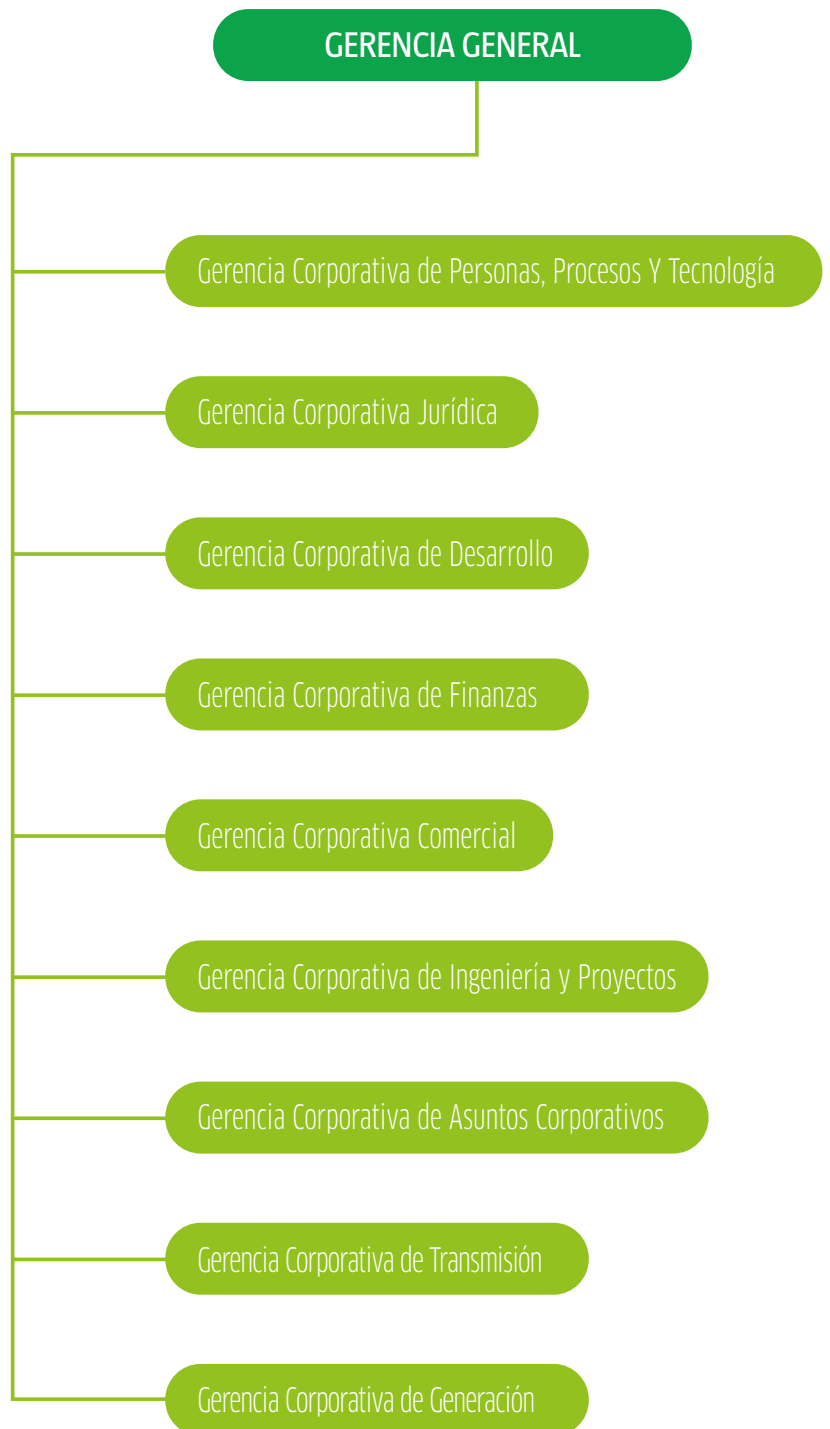
Entre otros temas, el Código se refiere y entrega patrones a seguir en materias como los valores de la compañía; cumplimiento de las normas legales; conflictos de interés y oportunidades corporativas; calidad de divulgaciones públicas; protección y uso adecuado de bienes de la compañía; protección de información confidencial de propiedad de la compañía; tratamiento de información privilegiada; conducta justa y equitativa; interacción con el gobierno y organismos reguladores; cumplimiento de leyes sobre libre competencia; estándares de seguridad, salud y medio ambiente; respeto por el otro; acoso sexual y cláusula de no competir.

Entre otros referentes, la compañía ha definido una “Política para operaciones con personas relacionadas” y un “Manual de manejo de información de interés”, todos disponibles para sus colaboradores y grupos de interés en la página web de ENGIE Energía Chile.





Organigrama



Directorio

Presidente



Philip De Cnudde

Ingeniero civil

Rut: 24.667.863-4

Director



Pierre Devillers

Abogado

Rut: 24.671.366-9

Director



Daniel Pellegrini

Ingeniero eléctrico y
mecánico

Rut: 25.017.537-k

Director



Hendrik De Buyserie

Gestión de Recursos
Humanos

Pasaporte b: EJ838811



Director



Mauro Valdés Raczynski

Abogado

Rut: 7.011.106-3

Director



Emilio Pellegrini Ripamonti

Ingeniero civil industrial

Rut: 4.779.271-1

Director



Cristián Eyzaguirre Johnston

Economista

Rut: 4.773.765-6



La sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, que permanecen por 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 26 de abril de 2016.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó mantener para el ejercicio 2016 una dieta correspondiente a 160 UF por sesión para cada director y de 320 UF por sesión para el presidente del Directorio. Los

directores suplentes no tienen 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, salvo las que reciben los miembros del comité de directorio por sus funciones en esa instancia.

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

Número de Personas por Género:

7 hombres

Número de Personas por
Nacionalidad:

Chilenos: 3
Extranjeros: 4

Número de Personas por Rango de Edad:

Entre 41 y 50:

3 titulares

Entre 51 y 60:

1 titular

Entre 61 y 70:

3 titulares

Número de Personas por Antigüedad:

Menos de 3 años:

5 titulares

Entre 3 y 6 años:

1 titular

Entre 6 y 9 años:

1 titular

REMUNERACIONES

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Philip De Cnudde, Presidente **	48	73
Juan Claveria A., Presidente *	0	112
Cristián Eyzaguirre, Director	93	73
Emilio Pellegrini, Director	100	98
Pierre Devillers, Director **	17	18
Pablo Villarino, Director Suplente **	17	48
Hendrik De Buyserie, Director **	6	19
Daniel Pellegrini, Director **	6	0
Mauro Valdes Raczynski, Director	75	0
Patrick Obyn, Director Suplente	6	0
Dante Dell'Elce, Director Suplente **	0	18
Manlio Alessi R., Director ***	23	93
Karen Poniachik, Director ***	23	98
Felipe Cabezas, Director Suplente ***	0	6
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	414	656

Con fecha 29 de septiembre de 2015, el Directorio de la sociedad aceptó la renuncia a los cargos de director y presidente a don Juan Claveria Aliste y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Philip De Cnudde. Con fecha 17 de mayo de 2016 renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo como director de la Sociedad los señores Philip De Cnudde, Pierre Devillers, Pablo Villarino, Hendrik De Buyserie, Daniel Pellegrini, Patrick Obyn y Dante Dell' Elce.

En la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 26 de abril de 2016, dejaron sus cargos de director la señora Karen Poniachik y el señor Manlio Alessi y su cargo de director suplente don Felipe Cabezas.



GESTIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES

El Directorio de la sociedad acordó en abril de 2016 designar como integrantes del Comité de Directores a Emilio Pellegrini Ripamonti, Mauro Valdés Raczynski y Cristián Eyzaguirre Johnston, todos ellos en calidad de directores independientes. En sesión del Comité celebrada con esa misma fecha, se eligió como presidente del mismo a Emilio Pellegrini Ripamonti.

Durante el año 2016 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 2016.
- (2) Se reunió con la empresa de auditoría externa, así como con el Auditor Interno y Encargado de Prevención de Delitos.
- (3) Informó al Directorio respecto de la conveniencia de contratar a Deloitte Auditores y Consultores Ltda. para la prestación de los siguientes servicios distintos de auditoría externa: a) curso de entrenamiento de alineación estratégica para el gerente general y otros ejecutivos, por un valor de US\$ 13.000; b) asesoría en portafolios, por un valor de US\$ 30.000; y c) asesoría y revisión de política de cobertura por variación de tipo de cambio para el proyecto Infraestructura Energética Mejillones, por un valor de UF 500; todo ello por estimar que la naturaleza de tales servicios no genera un riesgo de pérdida de independencia de la referida empresa de auditoría externa y que éstos no se

encuentran prohibidos de conformidad con lo establecido en el artículo 242 de la Ley N° 18.045.

- (4) Revisó las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente.
- (5) Aprobó el procedimiento para la aprobación de servicios en cuya contratación o licitación puedan participar empresas relacionadas, que se indica más adelante.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, durante el año 2016 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 Regularizar los servicios prestados a Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN") por el Sr. Jan Vermeiren mediante el reembolso por parte de TEN a Electrabel de la remuneración pagada por esta al Sr. Vermeiren por el periodo en que este prestó servicios a TEN, además de los gastos de alojamiento, alimentación y vuelos aéreos incurridos en dicho periodo, sin que ello signifique el pago de comisiones o recargos en favor de Electrabel (sesión del Comité de fecha 1 de marzo de 2016).
- 2 Celebrar un contrato marco con Laborelec para el soporte técnico y especializado en diferentes

aspectos y disciplinas tecnológicas, por un valor máximo anual de € 500.000 más los gastos reembolsables por hoteles, comidas y transportes (sesión del Comité de fecha 1 de marzo de 2016).

- 3 Celebrar un contrato con IMA para prestar el servicio de operación y mantenimiento de la subestación convertidora SQM, por el periodo de marzo a diciembre de 2016, en el valor correspondiente al costo por planilla laboral, más el reembolso por servicios varios, con un recargo del 10% (sesión del Comité de fecha 1 de marzo de 2016).
- 4 Ceder a Solgas S.A. ("Solgas") derechos de almacenamiento y regasificación bajo el contrato de recepción, almacenamiento y regasificación de gas vigente con Sociedad GNL Mejillones S.A., por la cantidad de 2 TBtu de gas natural licuado, a un valor de 0,6 US\$/MMBtu (sesión del Comité de fecha 29 de marzo de 2016).
- 5 Prestar a Solgas S.A. el servicio de transporte de gas natural licuado regasificado por una capacidad de 6 TBtu, a un valor de 0,5 US\$/MMBtu los primeros 3 TBtu y de 1,0 US\$/MMBtu los 3 TBtu siguientes; aplicando un mecanismo de ajuste de precios para el caso que se modifique el precio de compra de gas natural licuado y/o de venta del gas a Argentina (sesión del Comité de fecha 29 de marzo de 2016).
- 6 Celebrar un contrato con Sociedad GNL Mejillones S.A. para la adquisición de nitrógeno gaseoso en calidad de respaldo al contrato vigente con Pra-xair, y en condición interrumpible, a un valor de



US\$ 405 por toneladas, por una capacidad de hasta 14 toneladas por día (sesión del Comité de fecha 26 de abril de 2016).

- 7 Contratación de las siguientes pólizas de seguros:
 - a. Póliza de daños materiales e interrupción de negocios PD/BI, con Mapfre Compañía de Seguros Generales de Chile S.A., para el periodo que va desde el 31 de mayo de 2016 al 31 de mayo de 2017, en el marco de la póliza regional de PD/BI del Grupo Engie.
 - b. Póliza de responsabilidad civil con Axa Aseguradora, para el periodo que va desde el 30 de junio de 2016 al 30 de junio de 2017, bajo el programa mundial de seguros de responsabilidad civil del Grupo Engie.
 - c. Póliza de daños materiales e interrupción de negocios por violencia política y terrorismo bajo el programa mundial de seguros del Grupo Engie (sesión del Comité de fecha 26 de abril de 2016).
- 8 Extender el contrato de administración, operación y mantenimiento con Eólica Monte Redondo S.A. ("EMR") hasta diciembre de 2016, por un valor mensual de UF 3.602 (sesión del Comité de fecha 31 de mayo de 2016).
- 9 Contratar a Laborelec para la prestación de los servicios de:
 - a. Instalación temporal de un sistema de monitoreo de vibraciones en la turbina de gas de la unidad CTM3 y posterior análisis de los resultados, por un valor total de hasta € 24.550; y
 - b. Búsqueda y análisis de las tecnologías y me-

jas disponibles para los sistemas de procesamiento y uso de cal hidratada, por un valor total de € 28.936 (sesión del Comité de fecha 31 de mayo de 2016).

- 10 Contratar a Tractebel Engineering por un valor total de UF 365, para la elaboración de bases técnicas de la licitación de las obras nuevas en las subestaciones Pozo Almonte, El Cobre y Laberinto, conforme lo requerido por la Comisión Nacional de Energía (sesión del Comité de fecha 28 de junio de 2016).
- 11 Comprar a Engie Energy Management 70.583 toneladas de carbón tipo El Descanso, de procedencia colombiana, para su entrega durante el año 2016, y 72.333 toneladas de carbón tipo Ruso, de procedencia rusa, para su entrega durante el año 2017, en ambos casos para la Central Mejillones (sesión del Comité de fecha 26 de julio de 2016).
- 12 Celebrar un acuerdo de joint development agreement con Solairedirect Chile Ltda. para celebrar en forma conjunta proyectos fotovoltaicos en el país, que comprende el compromiso de trabajar en forma conjunta y exclusiva, durante el plazo de un año, para desarrollar proyectos fotovoltaicos por una capacidad total de hasta 400 MWp (sesión del Comité de fecha 22 de julio de 2016).
- 13 Contratar a Tractebel Engineering para que, en calidad de Owner's Engineer, realice la revisión de la ingeniería del sistema de transmisión Chan-

gos – Kapatour, por la suma de US\$ 133.000 (sesión del Comité de fecha 30 de agosto de 2016).

- 14 Adjudicar el contrato de compra, instalación, operación y mantenimiento de cinco unidades del sistema de medición continua de emisiones ("CEMS"), por un plazo de 5 años, a la empresa IMA Automatización Ltda., por un monto total de US\$ 3.588.000 (sesión del Comité de fecha 27 de septiembre de 2016).
- 15 Reducir a tres el número de embarques de gas natural licuado a requerir a GDF Suez LNG Supply para el año 2017, nominando tal cantidad en el Annual Delivery Programme de dicho año (sesión del Comité de fecha 25 de octubre de 2016).
- 16 Suscribir con Transmisora Eléctrica del Norte S.A.:
 - a. Un acuerdo de indemnidad con el objeto de regular los términos y condiciones de uso compartido de la Resolución de Calificación Ambiental ("RCA") N° 0214, de fecha 19 de mayo de 2015, en relación con la ejecución y construcción de la línea de transmisión denominada Changos - Kapatour; y
 - b. Una modificación del Contrato de Peaje Adicional suscrito con fecha 4 de diciembre de 2015, precisando el efecto en tarifas de la utilización de las mismas instalaciones por un tercero, limitando el derecho de la Sociedad de poner término anticipado al contrato, y restringiendo la facultad de declarar fuerza mayor, entre otras modificaciones (sesión del Comité de fecha 29 de noviembre de 2016).

- 17 Suscripción por parte de TEN de sendas adendas o modificaciones al contrato Owner's Engineering celebrado con el consorcio SIGATE (conformado por SIGA y Tractebel Engineering S.A.) con el objeto de incluir en éste cuatro modificaciones solicitadas por TEN; y que, en el contexto del referido contrato, TEN requiera servicios adicionales al referido consorcio en tanto éstos no excedan de US\$ 251.590 (sesión del Comité de fecha 29 de noviembre de 2016).
- 18 Celebrar un contrato puente de suministro eléctrico con Eólica Monte Redondo S.A., de manera de cubrir los requerimientos de energía del Sistema Interconectado Central ("SIC"), por todo el periodo previo a la interconexión con el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), por un precio equivalente a la suma de los precios a pagar por los clientes de la Sociedad en el SIC, reducido en US\$ 2 por MWh (sesión del Comité de fecha 29 de noviembre de 2016).
- 19 Realizar la operación de swap estacional de gas natural con Energy Consulting Services, por una cantidad de hasta 10 Mm3, mediante la cual EECL adquiera gas desde Argentina en diciembre de 2016 o principios de 2017 y lo restituya en los meses de invierno de 2017, compartiendo ambas partes las ganancias por diferencia estacional (sesión del Comité de fecha 29 de noviembre de 2016).
- 20 Aprobar la estrategia de cobertura de riesgo de variación de los indicadores Brent y Henry Hub mediante la contratación de derivados del tipo swaps a suscribir con terceros y, en particular, su ejecución mediante una estructura en que, entre otras firmas, participe la empresa ENGIE

Global Markets (sesión del Comité de fecha 29 de noviembre de 2016).

- 21 Suscribir un contrato de prestación de servicios con Transmisora Eléctrica del Norte S.A. mediante el cual se formalicen los términos y condiciones de los servicios de asesoría que la Sociedad ha prestado a TEN hasta el 31 de diciembre de 2016, en relación con la estructuración y negociación del Project Finance de esta última, así como en lo referente a las decisiones y gestiones necesarias para completar con éxito el Project Finance, por un valor total de US\$ 1.750.000 (sesión del Comité de fecha 13 de diciembre de 2016).

En tanto, para efectos de resguardar la transparencia y competitividad de los procesos de contratación o licitación en que puedan participar empresas relacionadas, en su sesión de fecha 31 de mayo de 2016, el Comité de Directores acordó el "Procedimiento para la aprobación de servicios en cuya contratación o licitación puedan participar empresas relacionadas".

PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE SERVICIOS EN CUYA CONTRATACIÓN O LICITACIÓN PUE- DAN 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 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 este 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 incluya o excluya 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 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.

USO DE PRESUPUESTO 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 26 de abril de 2016 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 periodo 2016, por la cantidad total de US\$ 100.675,84.

- 1 Asesoría legal de la firma Prieto Abogados por US\$ 6.336,82;
- 2 Asesoría legal de la firma Guerrero Olivos por US\$ 16.163,20;
- 3 Asesoría legal de la firma Cogan and Partners LLP por US\$ 43.236,41;
- 4 Asesoría legal de la firma NDECS Consulting por US\$ 12.386,43; y
- 5 Gastos de viajes (pasajes aéreos y alojamiento) por US\$ 22.552,98.

Equipo Ejecutivo

Principales ejecutivos al 31 de diciembre de 2016

Gerente General

Axel Levêque

Ingeniero

Rut 14.710.940-7

En el cargo desde
septiembre de 2014

Gerente Corporativo de Generación

David Liste

Ingeniero civil

Rut 25.344.996-9

En el cargo desde
mayo de 2016

Gerente Corporativo Jurídico

Aníbal Prieto

Abogado

Rut 9.387.791-8

En el cargo desde abril de 2011

Gerente Corporativo Comercial

Enzo Quezada

Ingeniero civil eléctrico

Rut 9.409.711-8

En el cargo desde abril
de 2011



* Designado en octubre. Comenzó el ejercicio de sus funciones en enero de 2017. Al 31 de diciembre de 2016, ejerció el cargo en forma interina Bernardita Infante.

**Gerente Corporativo
de Desarrollo**



Demián Talavera

Ingeniero civil
electricista
Rut 14.608.639-K
En el cargo desde
enero de 2014

**Gerente Corporativo
de Finanzas**



Eduardo Milligan

Economista
25.672.615-7
En el cargo desde
diciembre de 2016*

**Gerente Corporativo de
Personas, Procesos y
Tecnologías**



Nicky Vanlommel

Psicóloga organizacional
Rut 24.637.771-5
En el cargo desde abril de
2015

**Gerente Corporativo de
Asuntos Corporativos**



Beatriz Monreal

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

**Gerente Corporativo
de Transmisión**



Luc Imschoot

Ingeniero
Rut 24.690.560-6
En el cargo desde
octubre de 2015



DIVERSIDAD DE LA GERENCIA GENERAL Y CORPORATIVAS

Número de Personas por Género

Sexo Femenino: 2

Sexo Masculino 7

Número de Personas por Nacionalidad

Nacionalidad Chilena: 3

Nacionalidad Extranjera: 6

Número de Personas por Rango de Edad

Entre 30 y 40:
2

Entre 41 y 50:
6

Entre 51 y 60:
1

Número de Personas por Antigüedad

Menos de 3 años:
7

Entre 3 y 6:
2



REMUNERACIONES

REMUNERACIÓN DE PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Remuneraciones de Gerentes Principales y Dieta (1)	4.342	4.137
Total	4.342	4.137

Los datos informados en la tabla incluyen las remuneraciones mensuales recurrentes y las remuneraciones variables que se otorgan en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la sociedad en el ejercicio.

Además, incluye indemnizaciones por años de servicio.

Los ejecutivos no cuentan con participación en la propiedad de la sociedad.

Nuestro equipo

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

(datos consideran personal indefinido EECL)

Tipo de Cargo	Masculino	Femenino	Total
Ejecutivos	101,0%	94,0%	100%
Profesionales nivel táctico	99,8%	101,3%	100%
Operarios y administrativos	102,6%	87,6%	100%
Total (866 personas)	99,9%	100,7%	100%

COMPOSICIÓN POR CARGO EN LA ORGANIZACIÓN

(datos consideran personal indefinido EECL)

TIPO DE CARGO	Engie Energía Chile	TEN
	Total	Total
Ejecutivos	48	4
Profesionales nivel táctico	623	17
Operarios y administrativos	195	9
Total	866	30

DIVERSIDAD DENTRO DE LA ORGANIZACIÓN

Número de Personas por Género

Sexo Femenino: 121
Sexo Masculino 787

Número de Personas por Nacionalidad

Nacionalidad Chilena: 854
Nacionalidad Extranjera: 54

Número de Personas por Rango de Edad

Menor de 30 años: 98	Entre 30 y 40: 266	Entre 41 y 50: 241
Entre 51 y 60: 201	Entre 61 y 70: 101	>70 años 1

Número de Personas por Antigüedad

Menos de 3 años: 277	Entre 3 y 6: 104	Más de 6 y 9 años: 203	Entre 9 y 12: 35	Más de 12 años: 289
--------------------------------	----------------------------	----------------------------------	----------------------------	-------------------------------



Cultura

CONTEXTO

La acentuada evolución del mercado energético, derivada de la incorporación de nuevos actores, la mejora de tecnologías más competitivas y la presión de márgenes más estrechos, han configurado un entorno más exigente que demanda, de nuestra parte, soluciones de energía con mayor valor agregado para nuestros clientes

Avanzando hacia una empresa más ágil, con foco en los resultados y conectada con sus clientes

Esta exigencia, en el ámbito interno, nos impuso la necesidad de poner en marcha un proceso de cambio transformacional que apoye las respuestas organizacionales y de negocio a estas nuevas exigencias. Este cambio, por su magnitud, es un cambio cultural, de orden secuencial, creciente y sistémico que en cuyo centro, se encuentran nuestros colaboradores y equipos en sus distintos roles y funciones.

Construyendo nuevas capacidades organizacionales

Conscientes del cambio en el modelo de negocios que demanda la transformación energética, y para poder implementar de forma más eficiente nuestra estrategia, la compañía ha diseñado e implementado un plan de adaptación que ha implicado un importante cambio en su estructura organizacional y de gestión del negocio, la gestión de sus talentos y finalmente su cultura.

Cambios organizacionales

Desde 2015 se ha estado trabajando en la reestructuración de la compañía y sus Gerencias Corporativas, permitiendo revisar transversalmente sus procesos, alinear roles y responsabilidades, incorporar nuevas competencias, promover movilidades, asignar a las mejores personas en los puestos correctos y fomentar el trabajo multidisciplinario, entre otros aspectos.

Continuando la ruta iniciada el año 2015, durante el ejercicio 2016 se avanzó en la implementación de varios cambios organizacionales. Por un lado, dentro de la Gerencia Corporativa de Generación, se concretó la implementación de una organización basada en Unidades de Negocio de Generación (UNG), permitiendo obtener:

- Una mayor identidad de los equipos de trabajo con su activo de generación, fortaleciendo la especialización, potenciando el conocimiento de su activo, como también favoreciendo un trabajo más cercano y multidisciplinario.
- Una medición más precisa sobre su gestión a través de indicadores más cercanos con su ámbito de acción.
- Una gestión más eficiente de nuestro quehacer, esto es, alcanzar altos estándares de seguridad, calidad y excelencia operacional.

Asimismo, se implementó la reorganización de la Gerencia Corporativa de Transmisión, permitiendo estar mejor preparados para enfocarnos en la excelencia operacional, aprovechar las oportunidades de mercado y alcanzar nuestros objetivos estratégicos de un negocio sustentable.

Estas nuevas formas de funcionamiento nos han permitido avanzar en eficiencia y competitividad.

A partir de todos los cambios implementados y los proyectos en curso, durante 2016, se han generado sobre 170 movilidades internas (funcionales, jerárquicas y geográficas), cambio que ha sido posible gracias a un trabajo sistemático y permanente de acompañamiento durante todo el proceso de reorganización, capitalizando el conocimiento y experiencia interna, y sumando nuevas competencias para fortalecer nuestras capacidades organizacionales.

Movilidad Interna, Empleabilidad y Flexibilidad

La oportunidad de movilidad interna es una realidad en una empresa que muta y se transforma, proporcionando a cada colaborador, la ventaja de acceder y asumir nuevos roles y responsabilidades asociados cambios geográficos, funcionales y/o jerárquicos.

El desarrollo de nuestros talentos, a través de movilidades internas, ha sido una prioridad durante el año 2016. Lo anterior nos ha permitido favorecer el desarrollo de carrera y empleabilidad de nuestros colaboradores, y fortalecer el desarrollo de competencias transversales como lo son, la flexibilidad, polifuncionalidad, liderazgo, trabajo en equipo, entre otros aspectos.



CAPACITACIONES EN 2016:

TOTAL CAPACITACIONES (PERSONAS)

Cargos	Masculino	Femenino	Total
Ejecutivos	177	34	211
Profesionales	140	33	173
Operarios y administrativos	199	15	214
Total	516	82	598

HORAS DE CAPACITACIÓN POR ÁREA DE FORMACIÓN

Suma de horas reales	Masculino	Femenino	Total
Técnicas profesionales (e-learning excluido)	22.742	3.421	26.163
Calidad, medioambiente y seguridad (e-learning excluido)	4.225	861	5.086
Idiomas (e-learning excluido)	6.295	2.529	8.823
Dirección y desarrollo personal (e-learning Excluido)	5.878	1.668	7.546
Horas de capacitación de E-learning	3.731	4.732	8.463
Grand Total	42.871	13.210	56.081

HORAS DE CAPACITACIÓN SEGÚN CLASIFICACIÓN DE CARGO

Femenino	Masculino	Grand Total	Total
Ejecutivos	5.368	7.330	12.698
Profesionales	2.227	1.398	3.625
Operarios y administrativos	5.615	34.143	39.758
Grand Total	13.210	42.871	56.081

Equidad de Género

Convencidos de que el éxito de la empresa tiene un enlace directo con su diversidad como organización, en 2016 se puso foco en la equidad de género:

- Construcción de nuevos KPI relevantes a medir el desempeño de la compañía a partir de 2017 según cantidad de mujeres en la empresa, y en posiciones ejecutivas, procurando facilitar la movilidad de mujeres hacia cargos que representen mayor desarrollo.
- Trabajo con universidades para difundir nuestro enfoque de género y atraer a estudiantes mujeres al rubro energético, lo cual se comprende tradicionalmente como un rubro exclusivo del género masculino.
- “Mujeres con energía”, campaña en redes sociales que busca visibilizar a las mujeres que se desempeñan en distintas áreas de la compañía.

2014

11%

2015

22%

2016

28%

% de contratación de Mujeres



Empresa ágil

Complementariamente a los cambios mencionados, se ha trabajado en optimizar modelos de trabajo por proyectos y comités, generando mayor comunicación, coordinación e interacción entre las distintas áreas de ENGIE Energía Chile. Esto ha permitido propiciar el surgimiento de liderazgos, promover la participación activa de muchos colaboradores y, consecuentemente, avanzar cada vez más hacia una organización más integrada y ágil, favoreciendo el alineamiento organizacional y la toma de decisiones.

Liderazgo

Adoptamos la intervención y formación en liderazgo como el mecanismo para trabajar aspectos reformativos de la cultura empresarial, así de esta forma situamos el liderazgo como uno de los temas centrales en 2016.

Durante 2015 se inició este programa orientado, en su primera etapa, al Comité Ejecutivo de la Compañía (Liderazgo Estratégico). En forma complementaria y secuencial, durante 2016 se continuó desplegando el programa en su nivel táctico, orientado a los gerentes, y en su dimensión más operativa, orientado a las jefaturas en terreno.

Este programa, desarrollado esencialmente con recursos internos y bajo una metodología en cascada, involucró la participación de sobre 150 profesionales en nivel de liderazgo, favoreciendo el empoderamiento de los niveles gerenciales en el desarrollo de sus equipos, el alineamiento, y la generación de bases para gestionar y orientar el proceso de transformación de la compañía.

Programa	N° Personas	N° Talleres	Total horas por persona
Liderazgo Estratégico	10	4	16
Liderazgo Táctico	53	5	24
Liderazgo Operativo	106	2	8

Ideas y digitalización para el nuevo mundo

Durante el año 2016 se implementó el programa de innovación "Tu idea crea", cuyo objetivo es utilizar de forma creativa el conocimiento disponible en el mercado para crear valor adicional sustentable para el negocio. Conducido a través del trabajo colaborativo de equipos multidisciplinarios (Top-down) y la participación de todos los colaboradores de la compañía a través de plataformas tecnológicas (Bottom-up), en su primer ciclo logró capturar sobre 200 nuevas ideas y generar 14 proyectos pilotos de innovación y digitales. Este proceso ha permitido sensibilizar, involucrar y hacer partícipe a nuestros colaboradores, en el pensamiento estratégico y la construcción de nuevas capacidades organizacionales.

Medición del progreso en el cambio organizacional y cultural

Todos los cambios realizados durante los últimos años han ido en la dirección de transformarnos en una empresa más ágil, con pasión por los resultados, sostenible, productiva y enfocada en el cliente. Esta transformación nos impulsa a dar un salto significativo en el comportamiento organizacional y nuestra cultura.

Bajo una perspectiva de largo plazo y el propósito de profundizar sobre este proceso de cambio, durante 2016 se visualiza la necesidad de conocer en forma detallada la identidad de la organización y, en base a ella, proponer un plan de trabajo de cambio cultural, que siga apalancando la consecución de los objetivos estratégicos.

En este sentido, durante el segundo semestre del año se realizó una encuesta a nivel de empresa, para entender "quiénes somos" y definir cuáles serán los focos de trabajo para el año 2017, y así seguir avanzando hacia la cultura deseada. Este trabajo involucró adicionalmente talleres con gran parte de los ejecutivos, gerentes, jefaturas, como también la realización de focus group con colaboradores. A través de las distintas instancias realizadas, se logró una participación de sobre un 75% de la organización.

Este diagnóstico sobre nuestra cultura actual, nos ha permitido obtener una línea base, establecer metas y contar con una metodología para medir nuestro progreso, e involucrar a la organización en un trabajo multidisciplinario.





NUESTRO DESEMPEÑO

Trabajamos para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico

La compañía ha diseñado un plan que incluye un importante cambio en su modelo de gestión del negocio, con miras a lograr mayor eficiencia y dar impulso a los proyectos de innovación y nuevas tecnologías.





Generación

Regulación de la generación por el CDEC

Nueva forma de operar nuestras unidades generadoras

Disponibilidad de unidades

Telecontrol

Plan de mantenimiento

DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES

A partir de los cambios del mercado, hemos adaptado la forma de operar de nuestras unidades de generación. El sistema de generación a nivel nacional tiene una mayor proporción de energía renovable intermitente que en años anteriores, por lo que nuestras unidades ya no se encuentran en operación constante, sino que arrancan en base a la necesidad del sistema.

Este es un cambio fundamental, ya que implica aprender a operar de forma distinta. Por eso cambiamos los procedimientos operativos. Por este motivo, y para buscar un área de generación más eficiente en este entorno la organización se estructuró en base al concepto de unidades de negocios. Este cambio se concretó a partir del 1 de mayo de 2016.

Hemos puesto énfasis en el control sobre los procesos de mantenimiento y de secuencia de encendido de las unidades de generación,

evitando retrasos que, finalmente, implican un costo para la compañía. Para lograr esto, se ha trabajado con el equipo en la flexibilidad y disponibilidad de las unidades.

Cabe recordar que durante 2016 se incorporaron dos importantes complejos de generación con una mayor eficiencia, uno a carbón y otro en base a gas en el SING. Esto desplazó a algunas de nuestras unidades en términos de su prioridad de despacho en el sistema y redundó en una menor generación propia y un alza en nuestras compras al mercado spot, aunque con prácticamente la misma contribución del mix de combustibles.

Así, la participación de EECL en la operación del SING disminuyó respecto de 2015.



EECL se ha sumado al proceso de transformación energética de Chile partiendo por la operación de sus unidades de generación. Estas son capaces hoy de responder al nuevo modelo de gestión del sistema eléctrico, que exige más agilidad para entrar y salir del sistema que cuando no existía un aporte relevante de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

GENERACIÓN POR EMPRESAS (EN GWH) EN EL SING

Empresas	2015		2016	
	GWh	% del total	GWh	% del total
ENGIE Energía Chile (con CTH al 100%)	9.969	48%	8.460	43%
AES Gener	6.606	35%	7.990	41%
Enel Generación	2.338	12%	1.373	7%
Otros	802	4%	1.643	8%
Total	18.805	100%	19.466	100%

TELECONTROL

El lineamiento estratégico de la compañía que prioriza la digitalización como herramienta de crecimiento, permea en el área de generación principalmente a través de la automatización de procesos en la operación de sus unidades, que han mejorado así sus niveles de eficiencia. Las herramientas digitales disponibles en el mercado de la energía también han sido parte del cambio en esta nueva forma de operar las centrales generadoras. Esto impacta en la administración de contratos. Allí ha sido posible una mayor eficiencia, junto con una baja de los costos de la operación de las unidades.

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN, anteriormente conocido como CDEC), encargado de regular la producción energética, está poniendo en servicio un sistema de telecontrol automático de la generación de las unidades al sistema. En el caso de ENGIE Energía Chile, el sistema está operativo desde diciembre de 2016 en la unidad CTM3², primera unidad de la compañía en optimizar su generación con el sistema de telecontrol y una de las primeras en el país.

2 CTM3: Unidad de tipo ciclo combinado a base de gas natural, ubicada en la planta de Mejillones.

PLAN DE MANTENIMIENTO

Durante 2016 cambiamos nuestra estrategia de inversión en las unidades generadoras. Pusimos mayor foco en el plan de mantenimiento basado en estado y confiabilidad, para obtener así un mejor rendimiento y un alto nivel de disponibilidad.

A partir del nacimiento de las unidades de negocio se genera una cultura de mejora continua. De esta forma, se aprovechan las paradas programadas de las unidades para implementar mejoras y preparar las unidades y su maquinaria para este escenario que pide mayor flexibilidad.

Los mantenimientos mayores programados durante 2016 fueron las siguientes:

Trimestre del año	Unidad	Tipo	Capacidad	Planta	Tiempo fuera de operación
Primer trimestre 2016	Unidad 16	Gas	361 MW	Tocopilla	9 días
	CTM2	Carbón	174 MW	Mejillones	21 días
Segundo trimestre 2016	TG3	Diésel	36 MW	Tocopilla	5 días
	CTM1	Carbón	160MW	Mejillones	10 días
	CTH	Carbón	170 MW	Mejillones	Un mes
Tercer trimestre 2016	Unidad 14	Carbón	136 MW	Tocopilla	14 días
	Unidad 15	Carbón	130 MW	Tocopilla	36 días
Cuarto trimestre 2016	Unidad 16	Gas	361 MW	Tocopilla	43 días

En el proceso de inspección realizado durante el mantenimiento de la Unidad 16, en el cuarto trimestre de 2016, se detectó una falla en ciertas piezas de la turbina a gas que tuvieron que ser reemplazadas, lo que mantuvo a la referida unidad fuera de servicio hasta el día 16 de enero de 2017. El impacto en los resultados del ejercicio 2016, después de impuestos y antes de cualquier indemnización de seguros, fue del orden de US\$9,5 millones.

ACTUALIZACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

En el marco de un proceso de actualización de nuestra capacidad instalada, dejaron de contabilizarse dos unidades de nuestra Central Térmica de Tocopilla, ya que ambas no son despachadas y tampoco reciben pago por potencia desde 2014.

Esto implicó una disminución desde 1.004 MW a 915 MW en la capacidad instalada del complejo, información que se encuentran formalizada en el CDEC.

A este ajuste se suma el de CT Andina y Hornitos que, por el contrario, elevaron su potencia máxima a 177 MW. Por último, se hizo una revisión de las potencias de nuestros CCGT, lo que significó una reducción de 65 MW en ambas unidades. Con ello, la capacidad instalada actual de EECL llega a 1.971 MW.





Transmisión

En el marco de la publicación en junio de la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936), que “establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”, nuestra compañía ajustó la gestión comercial de este segmento de negocio y se enfocó en tres líneas de acción:

- Reorganización interna del área para preparar la estructura hacia el nuevo modelo de negocio de la compañía. En este escenario, desde 2016 operan dos centros de control en

ENGIE Energía Chile: el de generación y el de transmisión, para mayor transparencia y eficiencia en el manejo de las operaciones.

- Excelencia operacional.
- Nuevo foco en clientes y servicios. Realizamos los primeros contactos para generar contratos de servicios principalmente en el área de mantenimiento de líneas, para potenciar esta línea de crecimiento del negocio de transmisión hacia 2017.

Transporte de gas

Nuestro gasoducto marcó un hito este 2016, en que el foco de esta área estuvo puesto en profundizar la cultura de eficiencia y mejora permanente. Producto de la gestión de los últimos años, respaldada por una fuerte promoción gubernamental

en pro de una mayor integración energética, la compañía exportó a Argentina 86,5 millones de metros cúbicos de gas provenientes de un barco descargado en el terminal de GNL de Mejillones.

430 millones
de metros cúbicos
Total de gas transportado en 2016

86,5 millones
millones de metros cúbicos
Transporte total del año a Argentina

Foco en clientes



Cambio de estructura a partir de enero de 2017:

Para abordar de mejor manera la nueva estrategia enfocada en el cliente, las áreas de negocio de la compañía se estructuraron en base a tres gerencias:

- **Gerencia Comercial:** tiene como principal tarea conocer las necesidades relacionadas con la energía de los clientes y satisfacerlas sobre la base de las capacidades de la compañía.
- **Gerencia Gestión de Portafolio:** planificación, modelación, inteligencia de mercado, análisis de portafolio.
- **Gerencia Desarrollo de Soluciones:** desarrollo de energías renovables y nuevos productos y servicios asociados a la energía. Área de desarrollo de soluciones para los clientes y proyectos energéticos.

Política comercial

Bajo este escenario se construyó una política comercial que se desprende de la estrategia global de EECL, que tiene como objetivo principal hacer de ENGIE Energía Chile una empresa ágil, capaz de operar no solo en el SING como hasta ahora, sino en el Sistema Eléctrico Nacional resultante de la interconexión del SING con el SIC.

Para esto, en 2016 la Gerencia Comercial construyó métricas que permiten cuantificar el efecto que tiene cualquier contrato nuevo en el portafolio actual de la empresa.

(*) La nueva estructura organizacional se definió en 2016 y comienza a operar en enero de 2017.



Focos política comercial

Tomando en cuenta el proyecto estratégico país de la interconexión que está siendo construido por TEN y que unirá los sistemas interconectados del Norte Grande y del centro-sur, creando un gran mercado desde Arica hasta Chiloé y la estrategia de EECL, en 2016 de plantean estos focos:

- Profundizar relaciones comerciales de largo plazo con los clientes de la gran minería.
- Incrementar contratos de suministro de energía con las empresas distribuidoras para el abastecimiento a clientes regulados.
- Crecer en relaciones comerciales con los clientes industriales.

Hitos:

Contratos SIC:

Los dos primeros contratos de clientes libres en el sistema interconectado central:

- ADESSA Falabella (data center): Contrato por 6,5 MW desde 2018 a partir de la fecha en que se materialice la interconexión de los sistemas SING y SIC y hasta el 31 de diciembre de 2021.
- Cementos Bicentenario (nueva planta en Quilicura): Contrato por 8 MW de su nueva planta ubicada en Quilicura desde 2018 a partir de la fecha en que se materialice la interconexión de los sistemas SING y SIC y hasta el 31 de diciembre de 2021.

Contratos SING:

Tres renovaciones de contratos existentes con la gran minería:

- Minera El Abra - Filial de Freeport-McMoRan (FCX), compañía estadounidense. Contrato por 110 MW desde el 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2028.

- Compañía Minera Lomas Bayas - Filial de Glencore plc, compañía anglo-suiza. Contrato por 50 MW desde el 1° de julio de 2018 hasta el 30 de junio de 2028.
- Complejo Metalúrgico Alto Norte - Filial de Glencore plc, compañía anglo-suiza. Contrato por 50 MW desde el 1° de julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2032.

Una renovación de contrato existente con clientes industriales:

- Cemento Polpaico. Contrato por 3 MW desde el 16 de septiembre de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2020.

Contratos servicios:

Primeros contratos de servicio de mantenimiento de transmisión:

- Zaldívar
- BHP Billiton Cerro Colorado
- BHP Billiton Escondida
- Grupo Polpaico

El total de los contratos de servicios generará ingresos de US\$ 135.000 anuales.

Principales clientes 2016

Los clientes más relevantes de ENGIE Energía Chile, quienes superan el 10% de la facturación de la empresa, son los siguientes:

Clientes libres:

- Codelco, con sus faenas Chuquicamata, Radomiro Tomic y Minera Gaby.
- Minera Centinela, con sus faenas Esperanza y El Tesoro.

Clientes regulados

- Emel



Innovación: Tu idea crea

En ENGIE Energía Chile entendemos la innovación como una herramienta de gestión para alcanzar los objetivos estratégicos de la organización incorporando la participación de todos los colaboradores de la compañía. Por eso, durante 2016 se implementó la campaña de creación colaborativa “Tu idea crea”.

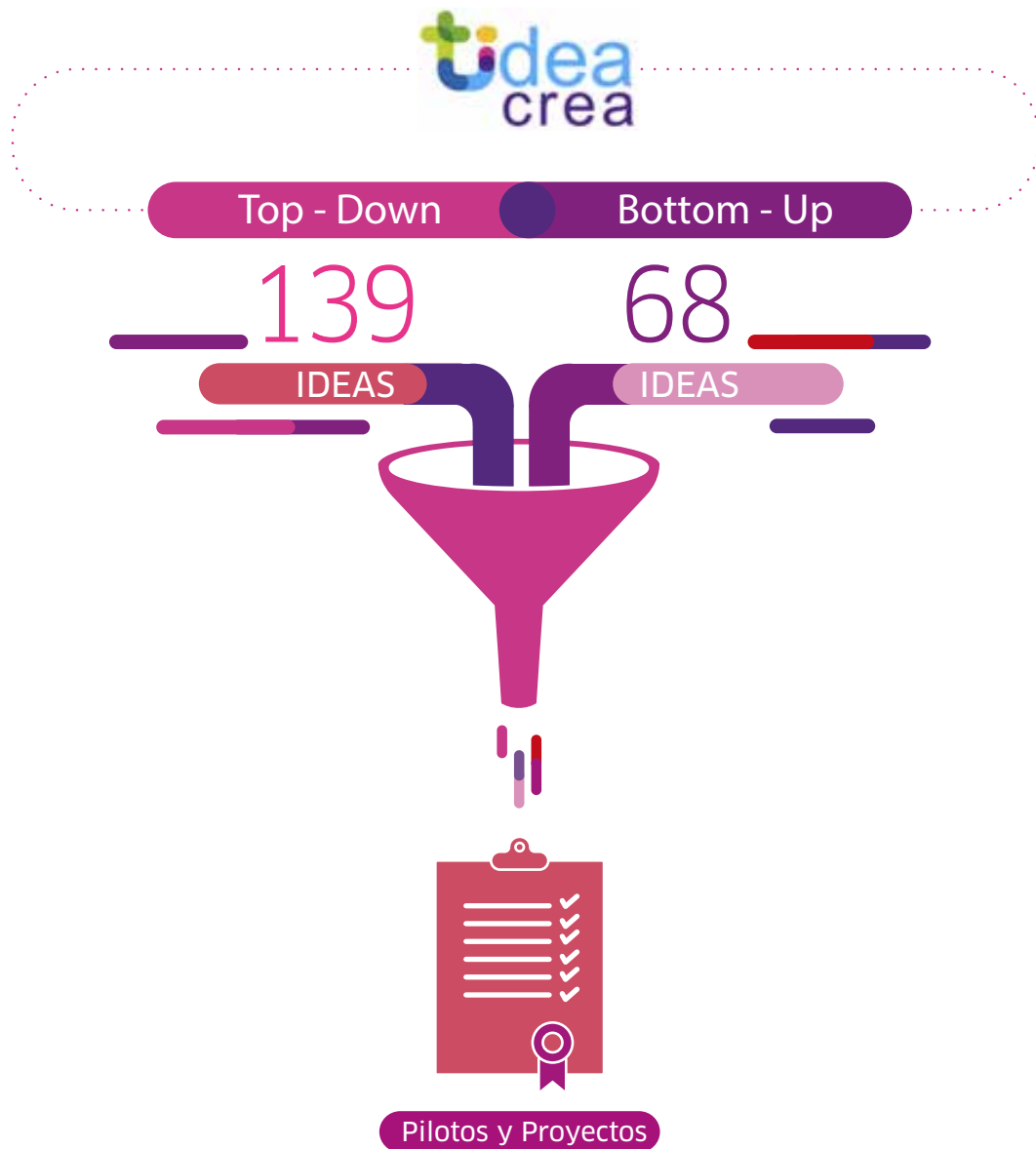
¿CÓMO OPERA “TU IDEA CREA”?

Esta campaña fue liderada por el gerente general y los gerentes corporativos, quienes definieron desafíos prioritarios, con el objetivo de orientar y focalizar la búsqueda de nuevas ideas. Para la generación e identificación de ideas se realizó talleres multidisciplinarios involucrando a todas las áreas funcionales relacionadas a cada objetivo específico (enfoque top-down) y, paralelamente, se habilitaron plataformas tecnológicas para la recepción de ideas desde los colaboradores, independientemente de su área de origen o cargo (enfoque bottom-up). De esta manera, el primer año de “Tu idea crea” contó con un alto involucramiento de los colaboradores de todos los niveles y unidades de la empresa, captando un total de 207 ideas.

Selección de proyectos

De todas las ideas recibidas, se articuló la implementación de catorce pilotos aprobados por el comité de gerentes corporativos, de los cuales ya se han implementado cuatro a marzo de 2017.

14 proyectos seleccionados fueron propuestos para el Innovation Trophy, premio que entrega ENGIE Global una vez al año a los mejores proyectos de innovación de sus subsidiarias dentro de las áreas de enfoque estratégicas definidas por ENGIE General Management.







NUESTRO ENTORNO Generamos valor a la sociedad

Creamos valor compartido para nuestros grupos de interés. Medimos y gestionamos los indicadores de sostenibilidad de la industria energética.

Grupos de interés

Los clientes, las autoridades locales, y las comunidades, están cambiando su forma de enfrentar el negocio energético a partir de la sensibilización producida por los cambios medioambientales del planeta.

En este escenario ENGIE Energía Chile ha desarrollado una estrategia de acercamiento a los grupos de interés que hemos identificado a partir de los impactos de las

operaciones, los lugares donde estas se encuentran emplazadas, los posibles impactos de proyectos futuros y la actividad económica de los sitios donde la compañía tiene operaciones, siempre considerando la historia del territorio.

Grupos de interés relevantes para el desempeño de ENGIE Energía Chile:



Gestión Territorial

En cada una de las comunas y territorios donde se encuentran las operaciones y proyectos de ENGIE Energía Chile se genera una relación permanente, abierta y transparente con todos los grupos de interés.

Si bien esta gestión territorial se rige bajo los mismos principios y directrices, el desarrollo varía dependiendo de si las operaciones se encuentran activas, en construcción o en etapa de proyecto.

Para todas las comunas de interés de ENGIE Energía Chile se desarrolla un mapeo de stakeholders, identificando las posibles áreas de trabajo territorial, los actores claves del territorio y las posibles alianzas público-privadas para el desarrollo e inversión social y luego de ello un plan de acción acorde a las características y necesidades

ESTRATEGIA TERRITORIAL

ENGIE Energía Chile trabaja su relación con las comunidades dentro de su área de influencia a partir de una estrategia que implica el conocimiento del territorio y el desarrollo de oportunidades de inversión sociales. Se busca que estas tengan impacto social y aporten a la calidad de vida de los habitantes del territorio.



Gestores comunitarios:

Adicionalmente, hay presencia de gestores comunitarios en cada una de las operaciones, con el objetivo de tener un monitoreo permanente en terreno, así como también de fortalecer y potenciar las relaciones con stakeholders locales, respondiendo de manera eficiente a sus solicitudes, transformándonos así en un actor más de la comunidad.

Análisis de riesgos sociales:

Qué elementos pueden impactar por la presencia de ENGIE Energía en un territorio. Se analiza desde la gestación de un proyecto hasta la operación de este, realizando seguimientos participativos. Se construye una matriz de riesgos y posibles acciones para trabajar en ellos.

Definición de oportunidades de inversión social:

Búsqueda de nichos de desarrollo territorial, con foco en la historia del territorio y la identidad de este. El objetivo es que la presencia de la compañía sea un aporte al territorio, no solamente a través del empleo local, sino que en la generación de nuevas oportunidades de desarrollo.

Identificación de potenciales alianzas público-privadas:

Una vez identificados los mejores nichos para desarrollar proyectos de inversión social, se evalúa la opción de generar alianzas público-privadas para tener mayor cobertura e impacto social.

Actividades de inversión social

Se implementan las actividades diseñadas exclusivamente para las características específicas del territorio. Se realizan seguimientos de las inversiones y se mantiene constantemente informada a la comunidad dentro del área de influencia sobre las formas de participar y ser beneficiarios de estas actividades.

En total, **durante 2016** se invirtió **US\$ 1.555.491** en proyectos para el crecimiento social de las comunas en las que operamos



Fondos concursables

En Mejillones y Tocopilla se han implementado mesas de trabajo con la comunidad para la definición conjunta de inversión. Durante el año 2016 se invirtieron US\$ 243.939 en ambas comunas bajo esta modalidad, que promueve la participación de todos los actores y agrupaciones.

MESAS PARA EL DESARROLLO PRODUCTIVO

Se diseñan actividades en relación a las necesidades de cada uno de los territorios en que ENGIE Energía Chile opera o se encuentra desarrollando o construyendo un proyecto.

En los lugares donde hay operaciones activas se establecen mesas de trabajo mensuales separadas por actividad económica (portuarios, pesca).

Tocopilla

- Mesa de Trabajo Pro Desarrollo Pesca Artesanal: con quienes se trabaja para instalar en ellos capacidades e impulsar el desarrollo del sector en la comuna.
- Mesa de Trabajo Pro Desarrollo Portuarios Eventuales: busca entregar beneficios sociales a este segmento de trabajadores portuarios, con el objetivo de levantar comunalmente a este gremio y darle herramientas de desarrollo.
- Mesa de Trabajo Pro Desarrollo Tocopilla: esta iniciativa permite a todas las agrupaciones legalmente constituidas de Tocopilla optar a recursos económicos para ejecutar proyectos que van en beneficio propio o de toda la comunidad. Los recursos se dividen en proyectos especiales que son destinados a los proyectos con impacto comunal y los Fondos

Concursables que son para iniciativas con beneficios a un grupo en particular.

Mejillones

- Mesa de educación y capacidades laborales: instancia para financiar iniciativas de capacitación e inversión en infraestructura educacional para la comunidad, organizaciones y establecimientos educacionales.
- Mesa de deporte y cultura: instancia para financiar iniciativas e inversión en infraestructura deportiva y cultural para la comunidad, clubes deportivos y agrupaciones culturales.

Proyecto TEN – Comunas de Diego de Almagro, Copiapó, Mejillones.

Proyecto TEN de interconexión de los sistemas SING y SIC, propiedad en partes iguales de EECL y Red Electrica Chile, realiza un trabajo territorial por varias comunas de la Región de Atacama, donde se desatacan las siguientes inversiones sociales:

- Muestra “Conociendo y Recorriendo el Camino del Inka de la Región de Atacama”: realzar y poner en valor el patrimonio que representa para Atacama y el país es el objetivo de la muestra histórico-fotográfica “Conociendo y Recorriendo el Camino del Inka de la Región de Atacama”, colección impulsada por TEN.
- Fondo Concursable TEN-Diego de Almagro: Instancia dirigida a las organizaciones sociales de la comuna y que abordó tres líneas de acción: Cultura, Infraestructura Deportiva y Fomento del Deporte. Se recibieron 42 postulaciones correspondientes a Diego de Almagro, El Salvador e Inca de Oro, de las cuales 27 resultaron beneficiadas con financiamiento.

- Rehabilitación Estadio Techado María Cangana de Diego de Almagro: como una forma de recuperar uno de los principales recintos deportivos de la comuna, TEN y el municipio local firmaron un convenio de cooperación que tuvo como eje principal la rehabilitación del Estadio Techado María Cangana, que fue devastado por el aluvión de 2015. La inauguración del recinto se efectuó el 5 de diciembre pasado.
- Recuperación de espacios públicos en Copiapó: con el objetivo de aportar a la reconstrucción de los vecinos de Copiapó, TEN firmó un convenio de colaboración con el municipio. En total se recuperaron 28 espacios públicos de la comuna, que fueron elegidos de manera conjunta con la municipalidad.

Proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM)

El proyecto Industria Energética Mejillones, que se encuentra en proceso de construcción, con un avance sobre el 50%, ya cuenta con una activa vinculación con la comunidad de Mejillones.

A través de un convenio con la Ilustre Municipalidad de Mejillones se estableció un aporte de un total de US\$ 1.500.000 por tres años, el que permite financiar iniciativas y obras en las áreas de salud, educación, cultura, infraestructura pública, jóvenes, adultos mayores y construcciones de alto impacto en la comunidad.

Por otro lado, ENGIE Energía Chile, en el marco del proyecto IEM, mantiene un convenio con pescadores artesanales de la comuna e incentiva el fortalecimiento de empresas locales a través del Programa de Desarrollo de Proveedores (PDP).

A la fecha se ha ejecutado un 64% del convenio.

Proyecto las Arcillas - Comuna de Pemuco

ENGIE Energía Chile cuenta con un proyecto en estado de desarrollo, proyecto Las Arcillas, en proceso de evaluación ambiental al cierre de 2016.

Previo a su ingreso al Sistema de Evaluación Ambiental, el proyecto realizó un proceso de participación ciudadana anticipada, con el objetivo de dar a conocer la iniciativa entre los vecinos de Pemuco, levantar sus principales inquietudes, dándoles respuesta oportuna y, en caso de ser necesario, incorporar cambios al proyecto y su Estudio de Evaluación Ambiental (EIA).

El proceso consideró ocho reuniones, en las que participaron 150 vecinos de la comuna y en las que se formularon y respondieron 219 consultas, agrupadas en 11 áreas temáticas.

Reutilización de residuos

Incorporar introducción y mejorar la redacción y contenidos de cada uno de los 3 proyectos

- Producción de biomasa: el proyecto contempla la producción de biomasa para ser combustionada junto con carbón en unidades de generación de la central de Tocopilla. Esta producción busca ser autosustentable energética y productivamente, ya que se riega con agua de descarte del proceso térmico y se abona con biofertilizante, que proviene del mismo biodigestor, el que, a su vez, provee energía.

Este proyecto se encuentra en ejecución desde 2015.

- Generación de biogás: iniciativa de generación de biogás a partir de residuos orgánicos de la central. La producción de biogás corresponde a un sistema de generación de combustible que se realiza por un medio de biodigestores bajo el principio de fragmentación de residuos orgánicos. Estos residuos provienen del mismo proceso de generación de energía, de la cal de rechazo, del agua industrial y también del casino de la central térmica de la compañía en Mejillones.

Este proyecto se encuentra en operación desde 2014.

Reutilización de ceniza

ENGIE Energía Chile tiene dos proyectos asociados a la reutilización de cenizas. Estos traen un inmenso beneficio ambiental, dado que, hasta antes de que estos fueran implementados, toda la ceniza era depositada en vertederos autorizados para ello. Los proyectos son los siguientes:

- Cemento: En asociación con la planta de Antofagasta de Cementos Bío Bío tienen un contrato vigente para un proyecto de innovación que consiste en la reutilización de la ceniza volante que resulta del proceso de generación eléctrica para la posterior producción de cemento. Es necesario consignar que la ceniza que entregan las unidades generadoras eléctricas es un residuo no peligroso y tiene propiedades similares a la puzolana natural, por lo que, con su reemplazo, el cemento mantiene su durabilidad y resistencia.

- Ladrillos: Proyecto de fabricación de ladrillos en base a la ceniza volante que resultan del proceso termoeléctrico. Durante 2016 se inauguró la plaza "Ampliación Casa de Máquinas", la que en parte fue construida a partir de los ladrillos fabricados con residuos de ENGIE Energía Chile. Asimismo se decidió ampliar la operación de la fábrica de ladrillos y pastelones, los que se encuentran a la venta en las principales ferreterías del norte del país.

Este proyecto se encuentra operando desde 2012.

Gestión ambiental

Desde 2013, el país ha iniciado el desarrollo de estudios para cuantificar el consumo de agua y establecer puntos críticos para afrontar el cambio climático. Informes climatológicos muestran un paulatino aumento de la temperatura ambiente y una caída en la precipitación anual, afectando el abastecimiento y el desarrollo de una matriz nacional que posee un fuerte componente hidroeléctrico. Producto de contingencias internacionales en los mercados eléctricos, entidades financieras han visto la necesidad de evaluar parámetros extrafinancieros para determinar la factibilidad y riesgos de los proyectos. Entre estos parámetros, destacan la huella del agua y la huella de carbono.

Acorde con su gestión hacia la transición energética, para ENGIE Energía Chile el cambio climático es uno de los factores primordiales a considerar en la gestión de sus actuales centrales y en el desarrollo de nuevos proyectos.

Considerando la gestión de las centrales activas de la compañía, la eficiencia ambiental es fundamental, teniendo como foco el mejor desempeño de las unidades de generación en la relación entre la generación y emisiones.

En función de estos dos focos se han implementado nuevos sistemas de monitoreo continuo de emisiones en las unidades a carbón y gas de la empresa, denominados CEMS.

PRINCIPALES RESULTADOS EN RELACIÓN AL DESEMPEÑO AMBIENTAL DE LA COMPAÑÍA

Gestión de cambio climático

Para ENGIE Energía Chile y para el sector energía el cambio climático es uno de sus mayores desafíos. Para afrontarlo, se ha desarrollado una estrategia adaptable y proactiva cuyo objetivo es introducir y desarrollar la problemática del cambio climático y la capitalización de oportunidades que genera. Esta estrategia siguió desarrollándose en las esferas de activos existentes, potenciándola para proyectos futuros, aumentando su importancia y alcance en los riesgos del negocio y teniendo un rol protagónico en mesas sectoriales y vinculación con el gobierno.

En este contexto se han incorporado indicadores de sostenibilidad.

En 2014 se comenzó a medir la huella de carbono de la compañía reportándose en dicho año 8,61 millones de toneladas métricas de CO₂ equivalente. Este quedó establecido como año base para las comparaciones futuras en relación a la gestión ambiental.

HUELLA DE CARBONO 2016 ENGIE ENERGÍA CHILE

GASES	EMISIÓN EN TONELADAS 2016	Variación porcentual respecto de 2015	Variación porcentual respecto de 2014
CO ₂ equivalente	7,76 millones	- 9%	- 10%
CO ₂ biogénico	No se produjeron emisiones en el proceso de generación eléctrica.	No se produjeron emisiones en el proceso de generación eléctrica.	No se produjeron emisiones en el proceso de generación eléctrica.



Para el desarrollo de la huella de carbono de 2014 a 2016 se utilizaron las normas ISO 14.064 y la metodología de cálculo para combustión estacionaria propuesta por la “Intergovernmental Panel on Climate Change” (IPCC). Lo anterior ha sido verificado por la empresa Ernst and Young en alcance 1, y según el sistema de auditorías no financieras.

Se puede ver que en todas las emisiones ENGIE Energía Chile ha logrado importantes disminuciones, mejorando su desempeño ambiental en 2016 respecto de años anteriores.

EMISIONES ATMOSFÉRICAS LOCALES

PARÁMETROS	2015 (en toneladas)	2016 (en toneladas)
NO _x	11,801	9,911
SO _x	21,776	12,940
CH ₄	92	80
MP	438	414

Los valores reportados son obtenidos de los reportes enviados a la autoridad medioambiental, huella de carbono 2016 (IPCC) y factores EPA AP-42. Por otro lado, las emisiones informadas a la autoridad ambiental (SMA), en tanto, son medidas usando CEMS o calculadas según la metodología para el reporte de emisiones del Servicio de Medio Ambiente chileno.

EFICIENCIA AMBIENTAL

En 2016 la eficiencia ambiental se desarrolló con foco en el control financiero y operacional. En 2017 se utilizará como un indicador para evaluar la eficiencia de la operación de las unidades de negocios respecto del estándar mostrado en la IPCC.

EMISIONES NETA PARA TODA LA CAPACIDAD INSTALADA EN TON/GW-INSTALADO

	2015	2016
CO ₂ eq	4.03	3.89
CO ₂	3.99	3.87
NO _x	5.58 x10 ⁻³	5.02x10 ⁻³
SO ₂	1.03 x10 ⁻³	6.56x10 ⁻³
MP	2.07 x10 ⁻³	2.10x10 ⁻⁴

EMISIONES NETA PARA TODA LA GENERACIÓN DE COMBUSTIBLE FÓSIL EN TON/GW-INSTALADO

	2015	2016
CO ₂	0.88	0.91
NO _x	1.18x10 ⁻³	1.17x10 ⁻³
SO ₂	2.18x10 ⁻³	1.53x10 ⁻³
MP	4.39x10 ⁻³	4.91x10 ⁻⁴

GESTIÓN DE RECURSO HÍDRICO

La huella del agua es un indicador que cuantifica los impactos ambientales potenciales relacionados con el uso del agua, producidos en la generación de bienes y servicios, como también en el uso eficiente del recurso.

La huella del agua clasifica el uso del agua en:

- **Agua Azul:** Consumo de agua fresca/cruda, obtenidas desde napas subterráneas y/o torrentes superficiales que fueron usados durante el período de evaluación.
- **Agua Verde:** Es un indicador del uso humano del agua verde y asociado al uso de aguas lluvias en la tierra que no escurren o recargan aguas subterráneas, pero se almacenan en el suelo o temporalmente permanecen en la vegetación. Principalmente, asociado a la evapora-transpiración de cultivos y/o vegetación.
- **Agua Gris:** Indicador del grado de contaminación del agua usada en el proceso productivo, asociado al consumo de agua fresca utilizada para asimilar carga de contaminantes.

La huella del agua para las centrales convencionales fue obtenida a partir de balances hídricos y con la ayuda de los diagramas de flujo de agua fue posible identificar los tipos de agua (azul, verde o gris).

En las centrales que consumen agua potable de externos se ponderó el agua consumida según el lugar de procedencia. La fracción de

agua que tiene un origen marino no es considerada en el balance de huella de agua azul.

Por otro lado, para las centrales hidroeléctricas se supuso que no hay pérdidas de agua por rebase y que la evaporación de agua en el generador es despreciable.

La evaporación de agua fue calculada por la ecuación de Turc. La evaporación de central Laja fue calculada sobre la superficie inundada, obtenida por la diferencia entre la superficie del embalse actual y la existente previo a la construcción de la central.

La principal fuente de agua corresponde al mar y no existen fuentes de agua afectadas significativamente por las captaciones.

La huella de agua de ENGIE Energía Chile fue de 0,183m³/MWh, auditada para 2015.

Agua reutilizada:

- **Tocopilla:** Agua proveniente de las plantas de agua servida que ha sido tratada y se reutiliza en el regadío de áreas verdes y riego industrial (humectación áreas de trabajo).
- **Mejillones:** Agua proveniente de las plantas de agua servida que ha sido tratada y se reutiliza en el regadío de áreas verdes y riego industrial (humectación áreas de trabajo).

	Captación de agua de mar usada para enfriamiento	Descarga de agua de mar usada como enfriamiento	Agua reutilizada (Agua PTAS usada en regadío de áreas verdes)	Agua de alimentación a plantas de agua (captación agua de mar)	Agua usada para humectar vertedero de cenizas CTT	
TOCOPILLA	585.895.106	585.710.530	50.370	637.972	10.843,8	m ³ /año ⁴
MEJILLONES	361.827.478	338.976.467	11.319			m ³ /año
ANDINA	170.328.584	170.328.584	5.937	249.127,1		m ³ /año
HORNITO	152.745.314	152.745.314	4.704	197.391,5		m ³ /año

Durante 2016, la huella del agua de 2015 fue verificada por EY.

La huella del agua reportada para el año 2015 fue verificada por EY durante el año 2016

4 Valor anual considera meses de octubre a diciembre 2016 calculados de acuerdo al promedio de los meses anteriores.

OTROS INDICADORES RELEVANTES DEL DESEMPEÑO AMBIENTAL

Residuos

ENGIE Energía Chile produce solamente dos tipos de residuos, peligrosos y no peligrosos. No hay generación de residuos radiactivos durante 2016.

- **Residuos peligrosos:** Todos los residuos enviados a disposición final a rellenos de seguridad autorizados. Los aceites residuales son reciclados (información entregada por el proveedor). Ver datos en Hoja Residuos.

- **Residuos no peligrosos:** Corresponden a residuos de combustión (cenizas y escorias), chatarra metálica, lana mineral y residuos domésticos. En la compañía se realiza reciclaje de cenizas en Central Andina y Hornitos, las que son enviadas a empresas cementeras de la zona (Polpaico e Inacesa). La chatarra metálica también se considera como residuos reciclados. Ver datos en Hoja Residuos.

EMISIONES NETA PARA TODA LA GENERACIÓN DE COMBUSTIBLE FÓSIL EN TON/GW-INSTALADO⁵

	No peligrosos	No peligrosos recuperados	Peligrosos	Peligrosos recuperados
Arica	5,5	0	1,9	0
Iquique	54	47	10	9
Chapiquiña	4,5	0	0,7	0
El Águila	0,4	0	0,03	0
Tamaya	14,3	9	0	0
Pemr	0,7	0	3	0,4
Laja	11	0	6	0
Tocopilla	525,3	68	136,5	5
Mejillones	333,05	308	34	0
Andina	174,7	162	16	0
Hornito	138,42	128	13	0
Total	1261,87	722	221,13	14,4

Durante 2016, la huella del agua de 2015 fue verificada por EY.

TOTAL RESIDUOS SEGÚN DESTINO 2016⁵ (EN TONELADAS)

	Cenizas enviadas a vertedero	Escorias enviadas a vertedero	Cenizas recicladas (enviadas a cementeras Inacesa y Polpaico)
Tocopilla	155.067	15.352	
Mejillones	106.958	4.774	
Andina	72.655	9.448	41.649
Hornitos	70.884	11.959	24.080
Total	405.564	41.533	65.729

468.672 TON
Total residuos
 2016 enviados a vertedero

65.729 TON
Total cenizas
 2016 enviadas a cementeras

⁵ Valor anual considera meses de octubre a diciembre 2016 calculados de acuerdo al promedio de meses anteriores.

Eficiencia energética

El consumo total de combustible fue el siguiente:

	TOTAL AÑO 2016 EN GJ						
	Carbón	PetCoke	Biomasa	Diésel	FO6	Gas	Total
No renovable	70.309.258	0	0	714.281	0	12.132.475	83.156.015
Renovable	0	0	212	0	0	0	212

Consumo

total de energía:

2.312.276 GJ

La reducción del consumo energético, resultado directo de iniciativas en favor de la conservación y la eficiencia, es la siguiente:

Reducción de

97.467 GJ

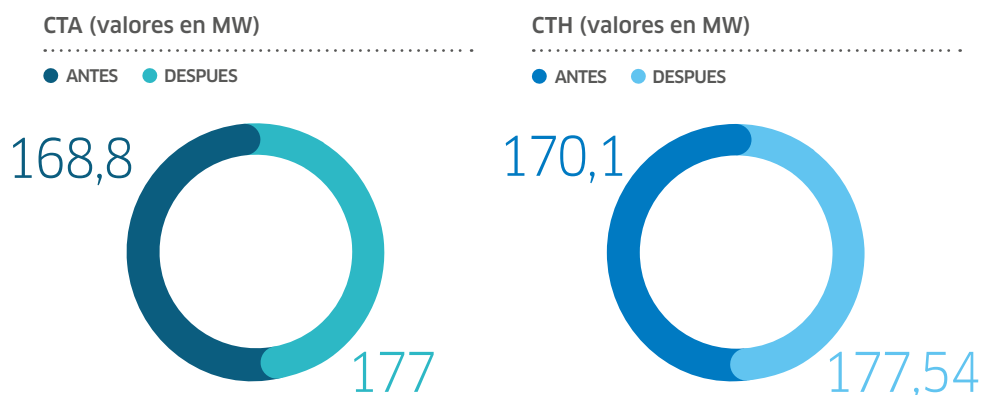
en 2016.

Esta reducción es producto de la mejora de eficiencia térmica de la Unidad 15 en la central de Tocopilla. Esta mejora se produjo desde octubre a diciembre de 2016, en que pos instalación de calentadores de agua de alimentación de alta presión, se realizó una limpieza del condensador.

La reducción de energía se produce en el consumo de carbón.



Cabe destacar que las unidades CTA y CTH aumentaron su potencia máxima de generación de electricidad de acuerdo con la tabla siguiente:



Inversiones ambientales

Las inversiones ambientales del año estuvieron enfocadas en iniciar un proyecto de reemplazo de los actuales sistemas de monitoreo continuo de emisiones y en las mitigaciones de los impactos de las operaciones de ENGIE Energía Chile. En la siguiente tabla se encuentran las inversiones en 2016 y la planificación para 2017.

Descripción	Unidad	Nº reales 2016	Ppto 2017 US\$	Ppto2018 US\$
Instalar CEMS redundante Chimenea U14-15	CTT	-	330.000	-
Instalar CEMS redundante Chimenea U12-13	CTT	-	330.000	-
Instalar CEMS redundante Chimenea U1-2	CTM	200.000	130.000	-
Instalar CEMS redundante en Chimenea CTA	CTA	150.000	180.000	-
Instalar CEMS redundante en Chimenea CTH	CTH	150.000	180.000	-
Mitigación acústica CTT	CTT	50.000	900.000	300.000



A photograph of an offshore oil rig at night, illuminated by its own lights, with a dark sea and mountains in the background. The rig's lights create a reflection on the water's surface.

DESEMPEÑO ECONÓMICO
**Gestionamos nuestro
negocio con visión
de largo plazo**

Con pasión por los resultados velamos por
la sostenibilidad del negocio y buscamos
generar valor para los accionistas.



Principales Resultados



• Alza en las utilidades

La venta del 50% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte "TEN" impactó positivamente en los resultados de ENGIE Energía Chile este 2016. Así, dado este factor extraordinario, la utilidad neta para el año alcanzó a US\$254,8 millones, frente a US\$94,2 millones de ganancia en 2015.

• Ingresos operacionales a la baja

Los ingresos operacionales alcanzaron los US\$967,4 millones, 15% por debajo de lo registrado el año anterior. Este retroceso se debió principalmente a un menor precio promedio monómico, tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas, y la marcada disminución del negocio de venta de gas natural.

• Esfuerzo en control de costos

El EBITDA para el año llegó a los US\$284,8 millones, con un margen EBITDA de 29,4%, superior en 2,1 puntos porcentuales al año anterior. Aunque el EBITDA retrocedió 9%, producto principalmente de menores ventas de gas y mayores costos de reducción de emisiones, se destaca el esfuerzo de control de costos de la compañía, con una reducción total de US\$28 millones por gastos operacionales y administrativos.

GESTIÓN 2016

Actualmente, ENGIE Energía Chile opera en el SING. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diésel y un creciente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Entre los principales factores que afectaron la operación del sistema, así como el desempeño financiero de ENGIE Energía Chile, destacan:

Entrada en operación comercial de nuevas unidades de generación en el SING

En julio de 2016 entró en operación comercial la primera unidad del complejo Cochrane de AES Gener a base de carbón. Durante el cuarto trimestre, entró en operaciones la segunda unidad de Cochrane, así como el ciclo combinado a gas natural, Tamakaya. Estas unidades en su conjunto agregaron una potencia instalada bruta de más de 1.000 MW al Sistema Interconectado del Norte Grande. Esto, mientras la demanda máxima del sistema alcanzó los 2.558 MW en 2016.

Entrada en vigencia de la norma de emisiones de material particulado y gases

En 2015, la compañía dio término a una inversión cercana a los US\$ 170 millones en filtros de mangas y sistemas de reducción de emisiones de gases (SO₂ y NO_x), específicamente quemadores de bajo NO_x y sistemas de desulfuración con cal hidratada para cumplir con la nueva norma de emisiones de material particulado y gases publicada en 2011. Mientras los nuevos límites de emisiones de gases comenzaron a aplicarse en Tocopilla a fines de junio de 2015, en Mejillones se hicieron efectivos en 2016. El impacto para la compañía ha sido la necesidad de agregar cal hidratada en sus procesos de generación de energía en sus centrales a carbón (U12, U13, U14 y U15 en Tocopilla y CTM1 y CTM2 en Mejillones).

Cambios normativos: Servicios Complementarios, fin de la RM 39, DS 130

En marzo de 2016 se implementaron los Servicios Complementarios (SSCC) y comenzó a regir un nuevo procedimiento para la determinación del costo marginal. Ambos eventos dejaron obsoleta la Resolución Exenta 39 del año 2000 (RM39), que en sus inicios regulaba el tratamiento de costos de la operación del sistema, en exceso de los costos determinados según el despacho económico de las centrales, por razones tales como mayor seguridad global del servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a su mínimo técnico. A partir de 2016, los sobrecostos que compensaba la RM39 fueron, en parte, reemplazados por los ingresos de los SSCC y un incremento del costo marginal real. Sin embargo, los sobrecostos por limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a mínimo técnico seguirán calculándose de acuerdo al Decreto Supremo 130, sin modificación alguna. El efecto de estas modificaciones, la revisión de los parámetros técnicos de operación de algunas centrales del sistema, la entrada en operación de nuevas centrales y los menores costos de combustibles observados durante 2016 tuvieron como consecuencia una marcada disminución en los sobrecostos del sistema, de más de US\$160 millones en 2015 a US\$39 millones en 2016.

Aumento en el costo marginal promedio

Si bien la entrada de nuevas centrales eficientes y los menores costos de combustibles presionaron los costos marginales promedio a la baja, los cambios de normativa y revisión de parámetros operacionales de las centrales operando a mínimo técnico redundaron en mayores costos marginales promedio. En el nudo Crucero, el costo marginal promedio alcanzó los US\$61,8/MWh, 8% por sobre el promedio de US\$57,2/MWh observado en 2015.

Utilidad:
US\$254,8 millones

Ingresos operacionales:
US\$967,4 millones

Ingresos por ventas de energía y potencia:
US\$878,1 millones

7,2% menos que en 2015, debido a una disminución de **2%** en la venta física y a menores precios, principalmente en el segmento de clientes regulados.



Disminución en los precios promedio de los combustibles

Los combustibles utilizados en la generación o en los polinomios de cálculo de nuestras tarifas de energía sufrieron marcadas caídas en el primer semestre de 2016 y luego comenzaron un proceso de recuperación en el segundo semestre. En total, los cuatro indicadores más relevantes mostraron caídas durante el año: El WTI bajó 11% a un promedio de US\$43/bl, el Brent cayó un 16% a US\$44,1/bl; el Henry Hub bajó un 4% a US\$2,52/MMBtu y el API 2 (carbón europeo) bajó un 2% a US\$53,6/ton en 2016.

Programa de mantención de centrales

Durante 2016, tanto las centrales de generación de EECL como las de otros generadores, fueron sometidas a programas de mantención, los que en algunos casos excedieron los plazos originalmente planificados. En el caso de EECL, las mantenciones de la central a carbón CTH y de los ciclos combinados CTM3 y U16 se extendieron más allá de lo planificado, lo que se aprovechó para introducir mejoras en su operación. En un año en que se produjo la entrada en operaciones de centrales de tamaño significativo, al mismo tiempo que una mayor penetración de energías renovables con patrones de generación intermitente, estas mantenciones más prolongadas contribuyeron a una mayor volatilidad en los costos marginales y al aumento en el costo marginal promedio.

Menores ventas de gas

En años anteriores, en un esfuerzo por controlar los sobrecostos de operación del sistema que redundaban en un perjuicio económico para los generadores y los clientes en el SING, EECL vendió gas natural a otros generadores con el fin de reducir la generación con petróleo diésel. Estas ventas fueron descontinuadas en 2016 debido a la entrada en operaciones de nuevas centrales económicamente eficientes, afectando los ingresos operacionales y el EBITDA de EECL.

Financiamiento de TEN

El 27 de enero de 2016 se materializó la venta del 50% de las acciones del proyecto Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) a Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación S.A. Como producto de la venta, EECL recibió el precio de US\$218 millones por las acciones más el importe correspondiente al 50% de los avances otorgados por EECL a TEN para financiar el avance del proyecto desde el inicio de su construcción. Con esto, EECL recibió recursos para financiar los proyectos en curso, IEM y el nuevo puerto en Mejillones.

El 6 de diciembre, TEN suscribió un crédito a más de quince años con múltiples tramos, tanto en dólares como en moneda local, con diez instituciones financieras nacionales y extranjeras para financiar el proyecto. Los montos comprometidos bajo los tramos senior en dólares y pesos alcanzaron un total

equivalente a US\$745 millones a los tipos de cambio del día de la firma del crédito. Además, el contrato de crédito incluye un tramo de financiamiento de IVA durante la construcción, el que asciende al equivalente a US\$110 millones. Del primer desembolso bajo este financiamiento, por un total de aproximadamente US\$457 millones, se destinó aproximadamente US\$171 millones al repago de créditos otorgados por ENGIE Energía Chile para financiar la construcción del proyecto. Tanto los recursos provenientes de la venta de acciones de TEN como de su financiamiento con terceros contribuyeron a fortalecer la liquidez de EECL y a reducir su deuda neta en 2016 a pesar de su fuerte programa de inversiones.

GANANCIA NETA

En 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$254,8 millones, un alza muy significativa, debido principalmente a la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN. En consecuencia, el menor resultado operacional (-US\$29,5 millones) fue totalmente contrarrestado por un aumento de US\$233,4 millones en el resultado no operacional que fue mitigado en parte por un mayor impuesto a las ganancias por US\$45,9 millones.



VALOR ECONÓMICO GENERADO Y DISTRIBUIDO

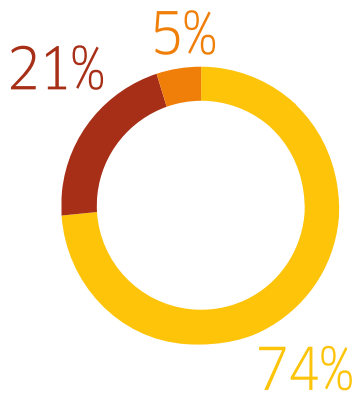
VALOR ECONÓMICO DIRECTO GENERADO (CIFRAS EN MILES DE US\$)

		2015	2016
Valor económico directo generado	(Observación)	1.155.889	1.158.242
Ventas y otros ingresos de explotación		1.142.697	967.444
Ingresos financieros		2.540	2.140
Resultado de enajenaciones inmovilizado, otros resultados		10.652	188.658
Valor económico distribuido		954.402	883.857
Gastos Operativos	(pagos por materias primas, componentes de productos, instalaciones y servicios adquiridos; alquileres de propiedades, tasas de licencias, pagos de facilitación, regalías, subcontratación de trabajadores, costos de capacitación de los empleados o equipos de protección para empleados)	817.050	669.692
Sueldos y prestaciones de empleados	(excepto formación)	20.227	15.874
Pagos a proveedores de capital	(dividendos a accionistas y pagos de interés a proveedores de interés)	82.481	117.935
Pagos al Estado de Chile	(tributos devengados en el ejercicio y recogidos como gasto en los estados consolidados del grupo, incluyendo el Impuesto sobre Sociedades y los Impuestos Especiales)	33.539	79.422
Inversiones en comunidades		1.105	934
Valor económico retenido		201.487	274.385

Desempeño Financiero 2016

Composición de las ventas de energía y potencia

- Clientes libres
- Clientes regulados
- Mercado spot



Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales alcanzaron los US\$967,4 millones, 15% por debajo de lo registrado el año anterior, principalmente debido a las menores ventas de gas y a un menor precio promedio en nuestras ventas de energía.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron US\$878,1 millones en 2016, una reducción de 7,2%, debido a una disminución de 2% en la venta física y a la disminución de tarifas, principalmente en el segmento de clientes regulados. Cabe notar el rezago de las tarifas en este segmento, pues el índice Henry Hub retrocedió dos dígitos los primeros seis meses, lo cual determinó las menores tarifas en la mayor parte del año.

Costos operacionales

La generación bruta de electricidad disminuyó debido en parte a la entrada en operaciones de dos importantes complejos de generación eficientes en el sistema que desplazó la prioridad de despacho en el sistema de algunas de nuestras centrales. Esto redundó en una menor generación propia y un alza en nuestras compras al mercado spot.

En 2016, tanto la disminución en los precios internacionales de combustibles como la menor generación propia en el cuarto trimestre, resultaron en una disminución de 14% (US\$52,6 millones) en la partida de combustibles en comparación con el año 2015, a pesar del rebote de precios del gas y del carbón hacia el final del año y al mayor uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró una leve disminución, pese a un aumento en el volumen de las compras de casi 40% y al mayor costo marginal promedio. Lo anterior se explica porque este ítem incluye la prorrata de sobrecostos del sistema, la cual disminuyó un 80% a US\$16,5 millones en 2016.

La disminución del orden de US\$77 millones en los otros costos de la operación se debió principalmente a la caída en el costo de venta y regasificación del gas vendido a terceros. Los exitosos esfuerzos de ahorro de costos operacionales y menores costos de mantenimiento de centrales explicaron contribuyeron en forma importante a reducir los otros costos directos de la operación.

Estos esfuerzos de control de costos se hicieron extensivos a los gastos de administración y ventas que lograron una importante disminución de US\$11 millones.

EBITDA

El EBITDA de 2016 alcanzó los US\$284,8 millones, 9% por debajo de 2015. Esto se debió a varios factores: (i) una caída de US\$11,3 millones en el margen eléctrico de la compañía; (ii) una reducción de US\$32,7 millones por la disminución en ventas de gas y (iii) una reliquidación favorable de peajes en 2015 que redundó en una menor ganancia bruta de US\$15,7 millones en 2016. Otros factores que presionaron el margen a la baja, tales como menores tarifas, mayores costos de cal hidratada y mayores compras al mercado spot fueron compensados completamente por los menores sobrecostos y la ausencia de provisiones por resolución de arbitrajes que sí se registraron en 2015. El esfuerzo en reducir los gastos de operación y administración de la compañía dentro de su plan de eficiencia, permitió amortiguar los efectos de menores ingresos.

Ganancia neta

El gasto financiero disminuyó en US\$10,5 millones, debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM, mientras que la diferencia de cambio alcanzó US\$2,1 millones a favor en 2016.

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), se registra la utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN que permanecieron en la propiedad de la Compañía luego

de la venta del otro 50% a Red Eléctrica. Este ítem no estuvo presente en 2015.

Los Otros ingresos no operacionales netos alcanzaron US\$161,1 millones, explicados principalmente por partidas no recurrentes: (i) utilidad por la venta del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones); (ii) venta de una estación convertidora a SQM (US\$13 millones); (iii) ingresos por venta de las anteriores oficinas en Santiago (US\$1,2 millones); (iv) baja financiera de la central Tamaya y otros repuestos ("impairment" de US\$24 millones); (v) baja de activos fijos por falla en la turbina a gas de la unidad 16 por US\$8,8 millones y; (vi) baja de proyectos en desarrollo (US\$8,3 millones).

La tasa de cálculo del impuesto a la renta aumentó de 22,5% en 2015 a 24% en 2016 y, junto a la mayor base de utilidades, resultó en un aumento de US\$45,9 millones en el impuesto a las ganancias.

En 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$254,8 millones, un alza muy significativa, debido principalmente a la utilidad en la venta de activos que contrarrestó el menor resultado operacional.

Liquidez

Al 31 de diciembre de 2016, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$278,8 millones. Su sólido flujo de caja operacional que alcanzó US\$232 millones después de intereses e impuestos, junto a recursos provenientes de la venta de acciones de TEN y de su financiamiento, permitieron pagar inversiones en activos fijos de casi US\$370 millones y dividendos por US\$91 millones sin aumentar la deuda de la Compañía. Esto permitirá a EECL enfrentar su plan de inversiones para 2017 con una sólida posición de liquidez y solvencia.





Riesgos

POLÍTICA DE COBERTURA DE RIESGOS

La sociedad y su controladora, como partícipes del mercado eléctrico del norte grande, se encuentran expuestas a factores de riesgo ligados al proceso de generación y transmisión de electricidad, y además a riesgos financieros.

La sociedad 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, adicionalmente existe formalizado un Comité de Riesgos y Seguros que es responsable por la revisión, análisis y aprobación de matriz de riesgos, además de proponer medidas de mitigación. La matriz de riesgos es actualizada y revisada trimestralmente 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 sociedad anualmente.

Riesgo Desastres Naturales

Chile es uno de los países con más actividad sísmica en el mundo y ha sido severamente afectado en el pasado reciente por terremotos y tsunamis, incluyendo un terremoto de magnitud 8,8 (seguido por un tsunami) que afectó la parte central del país en febrero del 2010 y el terremoto de magnitud 8,2 con epicentro cercano a la costa de Iquique en abril del 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.

Objetivos y Política de Gestión de Riesgo Financiero

La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Sociedad está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes y está formalizada en la Política de Riesgos y Seguros.

Los eventos de riesgos financieros, se refieren a las situaciones en la que la Sociedad está expuesta a condiciones de incertidumbre financiera, clasificando los mismos según las fuentes de incertidumbre y los mecanismos de transmisión asociados.

El proceso de gestión del riesgo financiero comprende la identificación, evaluación, medición y control de estos eventos. El responsable del proceso de gestión de riesgos es la Administración, especialmente las gerencias de Finanzas y Comercial.

Adicionalmente la sociedad mantiene cuentas por cobrar y por pagar de corto plazo, además de depósitos, fondos mutuos y efectivo o efectivo equivalente, que provienen directamente de la operación.

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 gestión de riesgos financieros es supervisada directamente por la administración de la sociedad.

Finalmente, el directorio revisa y acepta las políticas para administrar los riesgos financieros. A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la Sociedad.

Riesgo 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. Por su parte, este 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 (como el precio de 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 Regulatorio

La sociedad se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, los que pueden 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, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones. Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

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.

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.

Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo 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.

La moneda funcional y de presentación de la sociedad es el dólar de Estados Unidos, dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base a esta moneda. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones de excedentes de caja, inversiones en general y deuda denominada en moneda distinta al dólar de Estados Unidos.

Las principales partidas denominadas en pesos chilenos corresponden a ciertas cuentas por créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos IVA y proveedores locales. Es política de la sociedad procurar el calce natural por monedas, tanto de activos y pasivos como de flujos de caja. En este sentido, la sociedad busca maximizar la proporción de sus ingresos y costos de operación denominados en dólares.

Con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Sociedad 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. Esta política permite contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en dólares.

La exposición de la Sociedad a otras monedas extranjeras no es material.

Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, Engie Energía Chile S.A no posee inversiones en instrumentos de patrimonio.

Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que una contraparte no cumpla con sus obligaciones contractuales definidas para los instrumentos financieros o contratos con clientes, produciendo una pérdida. El riesgo de crédito tiene relación directa con la calidad crediticia de las contrapartes con que la Sociedad establece relaciones comerciales o financieras.





ANTECEDENTES LEGALES

Documentos constitutivos

ENGIE Energía Chile S.A. (antes E.CL 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.

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 Larraín, Santiago.	Fojas 17.684, N° 13.314.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2004-	18/06/2004
29/12/2009	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 2009, se acordó: A) Fusionar a ENGIE Energía Chile S.A. (entonces Edelnor) con Inversiones Tocopilla-1 S.A. ("Tocopilla" o la "Sociedad Absorbida"), mediante la absorción de esta última por NGIE Energía Chile S.A. 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 ENGIE Energía Chile S.A. en la forma y plazos acordados por dicha Junta de Accionistas. B) Con motivo de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla-1 S.A., y conforme las bases de la misma, aumentar el capital social en la suma de US\$ 705.404.607,11 mediante la emisión de 604.176.440 nuevas acciones, sin valor nominal, de la misma serie y de igual valor que las restantes acciones de la compañía.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago	Fojas 3.581, N° 23	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010	22/01/2010
04/05/2010	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2010, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "E.CL S.A.", pudiendo también usar o identificarse para cualquier efecto con la sigla "E.CL"	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 22.767, N° 15.578.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	11/05/2010
30/03/2011	Declaró la disminución de capital social de pleno derecho	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.			
09/05/2016	En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "NGIE 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

NÓMINA DE MAYORES ACCIONISTAS

Nombre o Razón Social	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	Porcentaje de Participación
ENGIE CHILE SA	555.769.219	555.769.219	52,76%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	28.896.999	28.896.999	2,74%
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	28.220.594	28.220.594	2,68%
MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	25.416.000	25.416.000	2,41%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	22.382.859	22.382.859	2,13%
AFP CUPRUM S A FONDO TIPO A	19.328.572	19.328.572	1,84%
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	18.951.964	18.951.964	1,80%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO B	18.403.065	18.403.065	1,75%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	18.248.613	18.248.613	1,73%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	17.775.415	17.775.415	1,69%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	17.181.291	17.181.291	1,63%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO C	16.566.969	16.566.969	1,57%

PORCENTAJE POR TIPO DE ACCIONISTA

Tipo de accionista	N° de Accionistas	Número de acciones pagadas	Porcentaje de Participación
Persona natural	1.452	5.358.013	0,51%
Persona jurídica	446	1.047.951.763	99,49%
Total	1.898	1.053.309.776	100%

TRANSACCIONES EN BOLSA

Número acciones a 31 de diciembre 2016: 1.053.309.776

TRANSACCIONES EN BOLSA ENGIE ENERGÍA CHILE 2016

Periodo	N° acciones transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre	40.911.874	42.019.220.000	\$ 1.091
2° trimestre	39.744.673	44.762.010.000	\$ 1.127
3er trimestre	73.810.496	83.790.480.000	\$ 1.035
4° trimestre	52.944.829	57.723.660.000	\$ 1.052

TRANSACCIONES DE ACCIONES POR PARTES RELACIONADAS

Durante el año 2016 se informaron a la administración de ENGIE Energía Chile las siguientes compras de acciones de la compañía por parte de sus accionistas mayoritarios, presidente, directores, gerente general y principales ejecutivos:

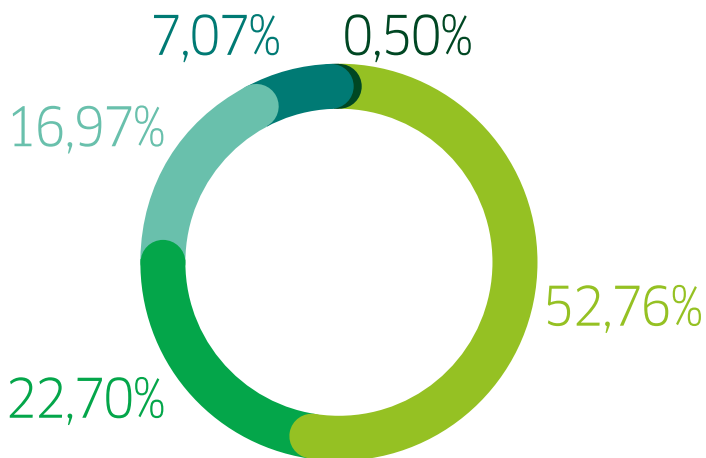
Transacciones efectuadas por una entidad controlada en forma directa o a través de personas relacionadas de un director:

Tipo de persona	Nombre / Razón Social	Fecha Transacción	N° Acciones Transadas	Precio Promedio (\$)
Persona Natural	Felipe Pellegrini Munita	07/11/2016	1.000	1.128
Persona Natural	Felipe Pellegrini Munita	26/10/2016	1.000	1.124



ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

● AFP ● INST. LOCALES ● INST. EXTRANJEROS ● OTROS



N° de accionistas:
1.866

N° total de acciones:
1.053.309.776

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de EECL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos 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 nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley.

En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A., celebrada el martes 26 de abril de 2016, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.

El Directorio de compañía, en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,0603810972 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, 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. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de ENGIE Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016

Dividendos pagados

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	US\$ por acción
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	0,00760
26 de mayo de 2016	Final (a cuenta de resultados netos de 2015)	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	0,06038

Principales proveedores

CARBÓN

CMC
Engie Energy Management
Glencore
Gunvor
Idemitsu
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

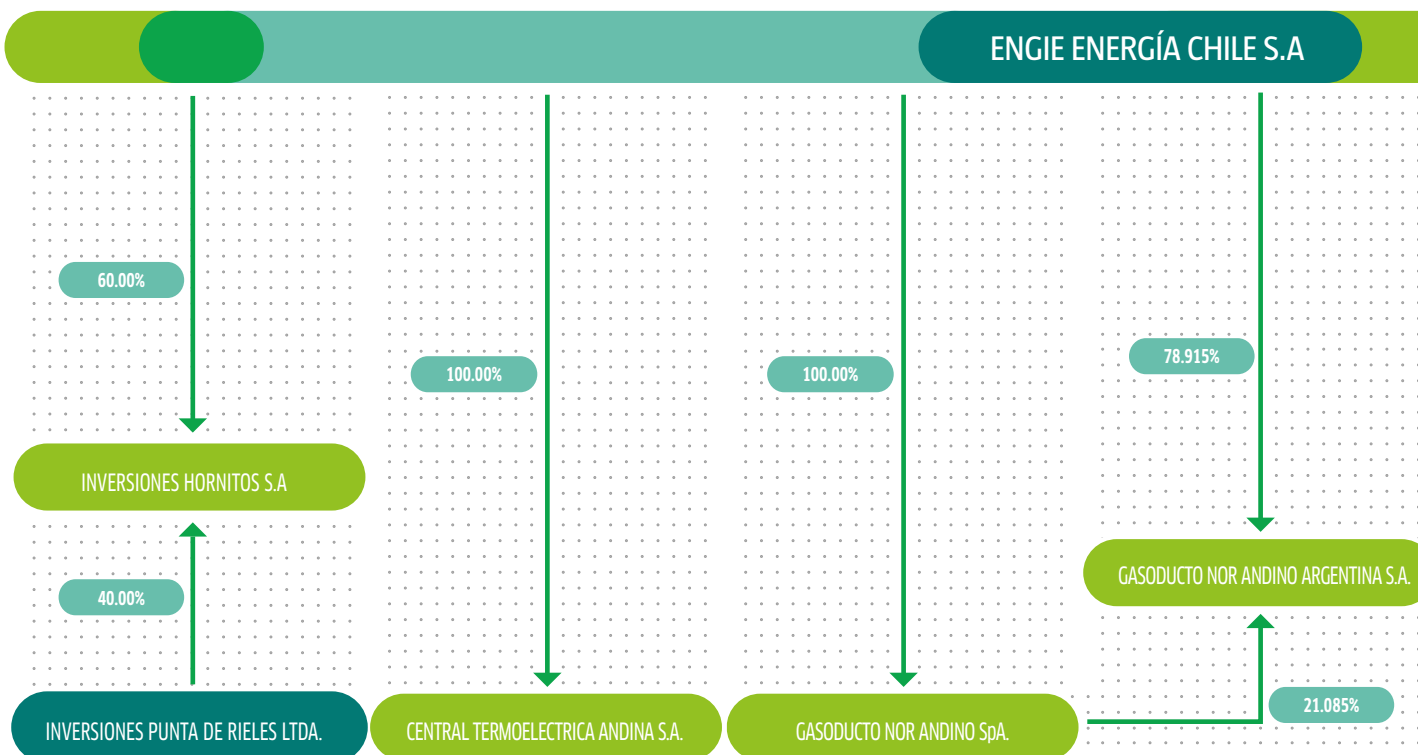
DERIVADO FINANCIERO DE COMBUSTIBLE (BANCOS)

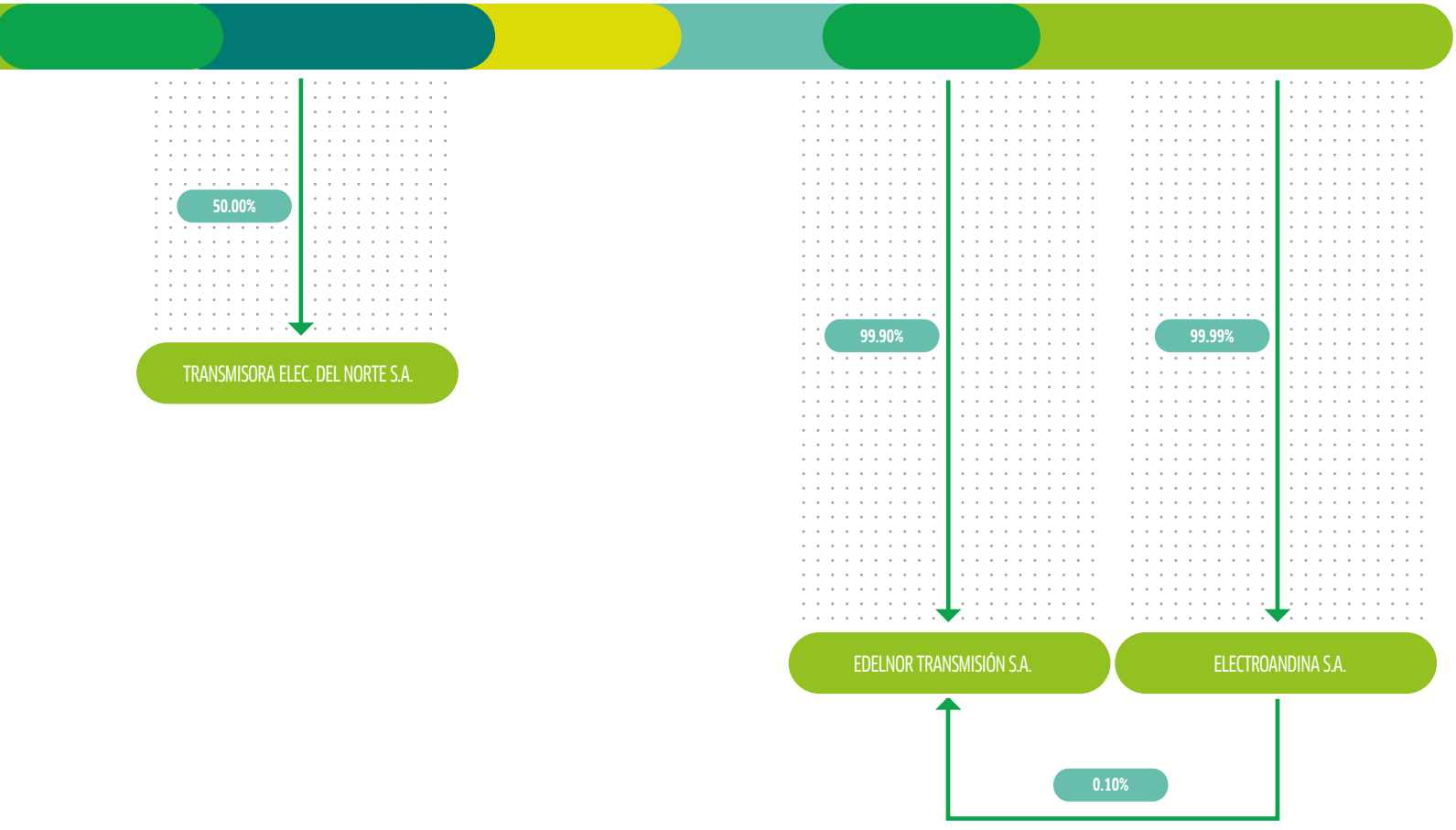
JP Morgan
ENGIE Global Markets

Marcas, patentes, licencias, franquicias royalties y/o concesiones

Nº	Marca	Tipo de cobertura	Clases(s)	Nº solicitud	Fecha vencimiento
1	Distrinor	Denominativa Servicios	39	1003230	21-06-2022
2	E.CL	Mixta Productos	04, 09, 16	891538	10-09-2020
3	E.CL	Mixta Servicios	35,36,37,39,40,42	891537	17-01-2022
4	EDELNOR	Denominativa Servicios	35, 37, 39, 40	892435	16-12-2020
5	EDELNOR	Denominativa Servicios	42	1037224	18-02-2023
6	GNE GAS NATURAL ESENCIAL	Mixta Productos y servicios	04,16, 35, 39, 40	1027237	09-10-2024
7	SITRANOR	Denominativa Servicios	39	771234	25-04-2017
8	SITRANOR	Denominativa Servicios	36, 37, 40, 42	771233	08-04-2017
9	SUBESTACIÓN EL COBRE	Denominativa Servicios	37, 39, 40, 42	842912	26-11-2019
10	T	Mixta Servicios	39, 40	811926	29-05-2018
11	LOGO	Etiqueta Servicios	35, 36, 37, 38, 39, 40, 42	1081618	27-11-2023
12	LOGO	Etiqueta Servicios	35, 36, 37, 38, 39, 40, 42	1081624	204-12-2023

Malla societaria





Información sobre inversiones en otras sociedades

Reporte integrado EECL 2016

IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

1 de marzo de 2017

ELECTROANDINA S.A.

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, Anibal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera, Eduardo Milligan y David Liste
Gerente General:	Axel Levêque
Objeto Social:	Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.

Razón Social:	Central Termoelectrónica Andina S.A.
Rol Único Tributario:	76.708.710-1
Capital Pagado:	MUS\$ 30.000
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 100%
Directorio:	Axel Levêque, Anibal 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.

Razón Social:	Inversiones Hornitos S.A.
Rol Único Tributario:	76.009.698-9
Capital Pagado:	MUS\$ 120.000
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 60%
Directorio:	Axel Levêque, Anibal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera, Eduardo Milligan, Nicky Vanlommel, Mauricio Ortiz Jara, Nibaldo Areyuna y Anna Gretchina.
Gerente General:	Axel Levêque
Objeto Social:	Es una filial constituida con fecha 24 de noviembre de 2007 y tiene como objeto principal la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

TEN 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
Capital Acordado:	MUS\$ 72.876
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 50% (*)
Directorio:	Axel Levêque, Eduardo Milligan, Demián Andrés Talavera, Juan Francisco Lasala, Eva Pagán y Roberto García.
Gerente General:	Gabriel Marcuz.
Objeto Social:	Transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, sean estas instalaciones propias de sistemas de transmisión adicional o aquellas que forman parte del sistema troncal o del sistema de sub-transmisión; comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas y activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones, tales como activos de sub-transmisión; obtener y ejercer las condiciones, servidumbres y permisos necesarios para llevar a cabo el objeto social; como también efectuar la prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica y mantención de sistemas eléctricos

(*) Con fecha 4 de diciembre de 2015, E.CL y Red Eléctrica Internacional llegaron a un acuerdo para la venta del 50% del capital social de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. a Red Eléctrica Chile SpA, sujeto a que la transacción obtuviera la aprobación de la dirección general de competencia de la Comisión Europea. Dicha autorización fue obtenida el 21 de enero de 2016.

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
Capital Pagado:	MUS\$ 2
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima inscrita en el Registro de Entidades Informantes del artículo 7° de la Ley 18.045
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 100%
Directorio:	Enzo Quezada Zapata, Aníbal Prieto Larrain, 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 del Norte Grande Norgas Chile y Compañía Ltda. 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
Capital Pagado:	MUS\$ 12.516
Tipo de Sociedad:	Sociedad por Acciones
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 100%
Directorio:	Nicky Vanlommel, David Liste, Axel Levêque, Aníbal Prieto Larrain, 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.
Capital Pagado:	El capital nominal es de 6.565.300 acciones de valor nominal 1\$ c/u, equivalentes a 1 USD c/u.
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 100%
Directorio:	Axel Levêque, Dante Dell'Elce, Ricardo Iglesias, Gustavo Schettini y 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
Capital Acordado:	\$ 2.038.093
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	ENGIE Energía Chile S.A. 44,5%
Directorio:	Roberto Zazzali Sánchez, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Gloria Lederman Enríquez, Anselmo Palma Pfozter, Fernando Delfau Vernet y María Loreto Massanés Vogel
Gerente General:	Juan Claudio Ilharreborde
Objeto Social:	Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo, e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de micro algas, entre otros asociados a este objeto principal



DESERT BIOENERGY S.A. – EN LIQUIDACIÓN

Desert Bioenergy S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 28 de septiembre de 2010, otorgada en la notaría de Santiago de Luis Poza Maldonado. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 60492 N° 42069 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el día 17 de noviembre de 2010

Razón Social:	Desert Bioenergy S.A. – DB S.A.
Rol Único Tributario:	76.122.232-7
Capital Acordado:	\$ 305.878.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL a través de Electroandina S.A. 41,21%
Directorio:	Jacobus Stuijt, Demián Talavera, Arnoldo Valdés, René Humberto Piantini Castillo, Lauro Gonzalo Sabugo Picasso, Luis Alberto Loyola Morales, Fernando Patricio Fernández De la Cerda, Carlos Eduardo Riquelme Salamanca y Claudina Teresa Uribe Bórquez
Gerente General:	N/A
Objeto Social:	Investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biodiesel a partir del cultivo de micro algas y, en forma complementaria, de otros bioproductos de interés económico

DESERT BIOENERGY S.A. – EN LIQUIDACIÓN

Desert Bioenergy S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 28 de septiembre de 2010, otorgada en la notaría de Santiago de Luis Poza Maldonado. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 60492 N° 42069 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el día 17 de noviembre de 2010

Razón Social:	Desert Bioenergy S.A. – DB S.A.
Rol Único Tributario:	76.122.232-7
Capital Acordado:	\$ 305.878.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL a través de Electroandina S.A. 41,21%
Directorio:	Jacobus Stuijt, Demián Talavera, Arnoldo Valdés, René Humberto Piantini Castillo, Lauro Gonzalo Sabugo Picasso, Luis Alberto Loyola Morales, Fernando Patricio Fernández De la Cerda, Carlos Eduardo Riquelme Salamanca y Claudina Teresa Uribe Bórquez
Gerente General:	N/A
Objeto Social:	Investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biodiesel a partir del cultivo de micro algas y, en forma complementaria, de otros bioproductos de interés económico



Información sobre hechos relevantes o esenciales

DÍA Y HORA	NOMBRE ENTIDAD	HECHO ESENCIAL
25/01/2016 08:47:38	E.CL S.A.	Activos o paquetes accionarios, adquisición o enajenación.
29/03/2016 19:53:06	E.CL S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
26/04/2016 17:20:11	E.CL S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones. Junta extraordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
26/04/2016 17:24:26	E.CL S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos). Otros.
01/07/2016 08:13:43	E.CL S.A.	Suscripción o renovación de contratos.
17/08/2016 20:35:05	E.CL S.A.	Transacciones con personas relacionadas o con interés.
27/10/2016 18:45:05	ENGIE Energía Chile S.A.	Cambios en la administración.
28/10/2016 11:33:21	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta extraordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
01/12/2016 12:11:09	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros.
16/12/2016 17:19:28	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros.
22/12/2016 16:02:33	ENGIE Energía Chile S.A.	Contingencias, huelgas, paralización de actividades.

Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas y del comité de directores

Durante el ejercicio 2016 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 2016, 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".





ACERCA DE ESTE INFORME
Reportamos el
desempeño social,
ambiental y económico
de forma integrada

Nos regimos bajo el estándar IIRC y reportamos en base a indicadores internos, GRI G4, DJSI y lo exigido por la NCG N° 30 de la SVS.



Alcance



ENGIE Energía Chile busca informar a sus grupos de interés sobre su desempeño social, ambiental y económico a través de este primer reporte integrado, reportando lo exigido por la Norma de Carácter general N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y el estándar internacional <IR> en conjunto con los indicadores GRI G4.

El presente reporte aborda la gestión comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016. El desempeño de la organización se reporta a través de indicadores de forma comparativa con años anteriores. No obstante, esta comparación no fue posible en todos los casos por ser este el primero intento por reportar estas materias.

Cobertura: este reporte incorpora indicadores de las operaciones de ENGIE Energía Chile.

DETERMINACIÓN DE LOS ASPECTOS MATERIALES

Para determinar la materialidad y contenidos del primer reporte Integrado de ENGIE Energía Chile, se identificaron los principales aspectos relevantes para el desempeño 2016 de la compañía. Esto se realizó recabando información de fuentes primarias y secundarias. La recolección de información se realizó desde dos focos: visión del negocio y visión de grupos de interés (detalle en infografía).

Desde la visión del negocio

Levantamiento de información a partir de fuentes primarias y secundarias.

Fuentes primarias:

- principales gerentes corporativos y algunas jefaturas intermedias de la compañía.

Fuentes secundarias:

- documentos internos de la empresa, principalmente políticas establecidas y normativas.

Desde la visión de los grupos de interés

Consulta a grupos de interés internos y externos de la compañía, considerando tanto a fuentes primarias como secundarias.

Fuentes primarias:

- analistas de EECL (cuatro entrevistas vía mail)
- colaboradores de las distintas sucursales de la empresa (tres grupos focales).

Fuentes secundarias:

- estudios realizados previamente con el objetivo de indagar en la percepción y conocimiento de la comunidad cercana a las principales operaciones de EECL. (dos estudios revisados)

Luego de levantar la información desde estos dos focos, se determinaron los Aspectos Materiales de la compañía para 2016.

Consulta Interna

- Revisión fuentes secundarias
- Entrevistas gerentes

Consulta Externa

- Revisión fuentes secundarias de consulta a grupos de interés
- Focus groups y entrevistas con grupos de interés

Definición de

- materialidad
- Definición de indicadores a utilizar

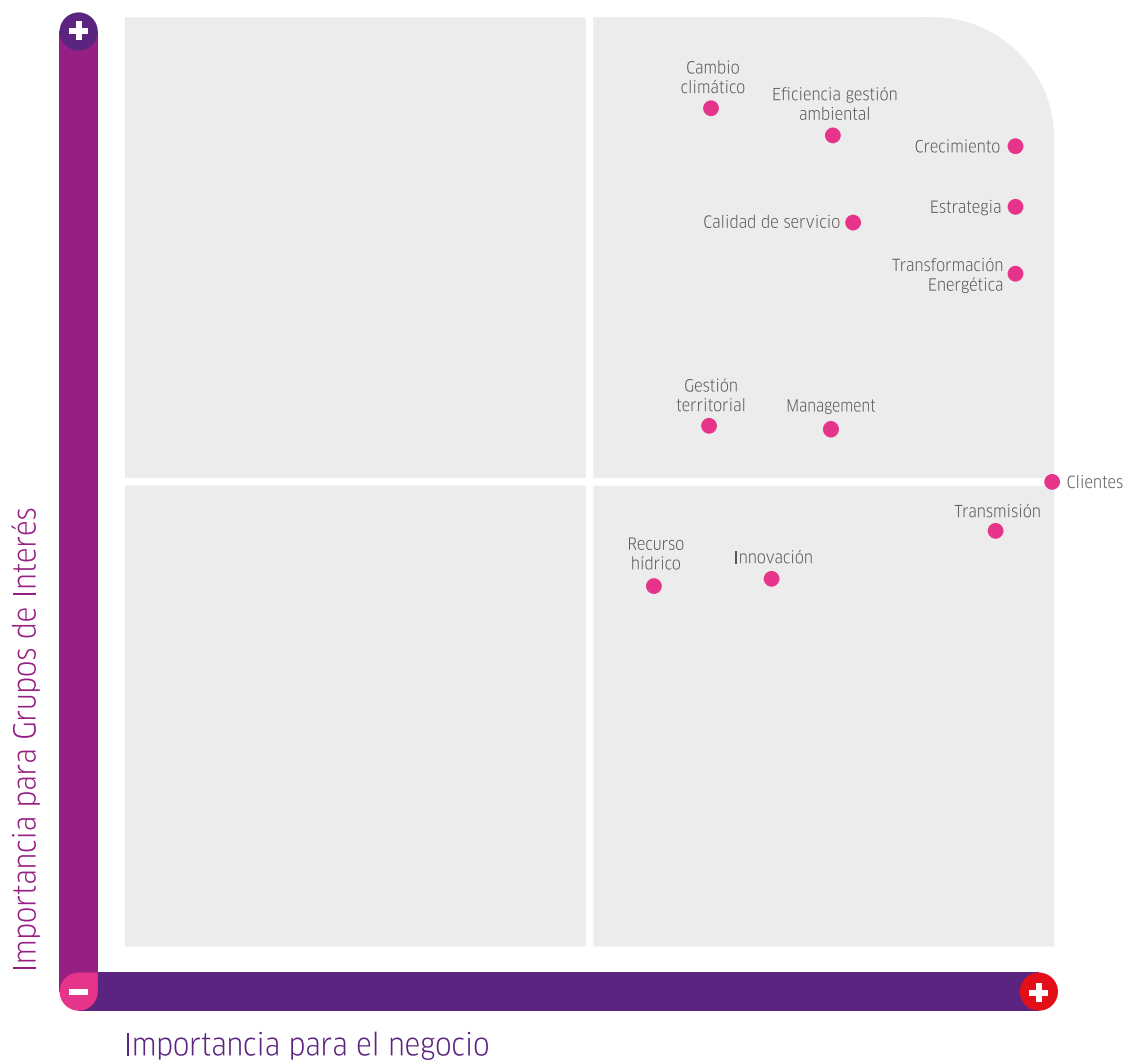
Materialidad



Aspecto material general	Aspecto material específico	Aspecto material	
		Dentro de la organización	Fuera de la organización
Estrategia	Modelo de Negocios	Sí	Sí
	Estrategias que generan valor a largo plazo	Sí	Sí
	Reestructuración y desempeño Unidades de Negocio	Sí	No
Crecimiento	Desempeño de activos en operación	Sí	Sí
	Avance de proyectos	Sí	Sí
	Contratos a largo plazo	Sí	Sí
Transformación energética	Portafolio de proyectos	Sí	Sí
	Capacidad instalada, según matriz energética	Sí	No
	Participación de ERNC en la matriz energética	Sí	Sí
Calidad de servicio	Estabilidad de servicio	Sí	Sí
Cambio climático	Huella de carbono	Sí	Sí
	Otras emisiones atmosféricas	Sí	Sí
Incidentes ambientales	Incidentes significativos con resultado de sanción	Sí	Sí
	Incidentes no significativos	Sí	No
Eficiencia gestión ambiental	Uso de materiales fósiles	Sí	Sí
	Residuos	Sí	No
Recurso hídrico	Huella hídrica según cada operación	Sí	No
Transmisión	Nuevo escenario de negocios	Sí	Sí
	Nuevos actores (clientes, competidores, distribuidores)	Sí	Sí
Recursos Humanos	Management	Sí	Sí
	Empleabilidad	Sí	No
	Libertad de asociación	Sí	No
Clientes	Satisfacción	Sí	No
	Próximo escenario por futura interconexión SING-SIC	Sí	Sí
Innovación	Crea tu propia idea	Sí	No
Gestión territorial	Relación con grupos de interés en	Sí	Sí
	Inversión social	Sí	Sí



A continuación, se presenta la matriz de materialidad, que permite identificar los temas de mayor relevancia para los públicos de interés definidos, tanto externos como internos. En base a esta matriz se estructuró el enfoque e importancia relativa de los contenidos que se incluyeron en la memoria integrada de EECL 2016.



Declaración de responsabilidad

Los suscritos, en calidad de directores y gerente general, en su caso, de ENGIE Energía Chile S.A., declaramos bajo juramento la veracidad de la totalidad de la información contenida en esta Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2016.



Philip De Cnudde
Presidente
Rut: 24.667.863-4



Pierre Devillers
Director
Rut: 24.671.366-9



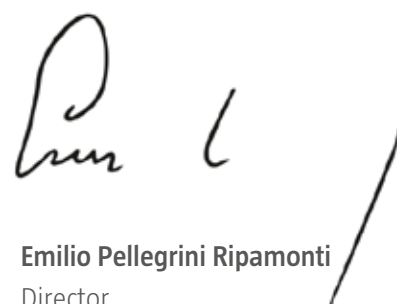
Daniel Pellegrini
Director
Rut: 25.017.537-k



Hendrik De Buyserie
Director
Pasaporte b: EJ838811



Mauro Valdés Raczynski
Director
Rut: 7.011.106-3



Emilio Pellegrini Ripamonti
Director
Rut: 4.779.271-1




Cristián Eyzaguirre Johnston
Director
Rut: 4.773.765-6



Axel Levêque
Gerente General
Rut: 14.710.940-7







ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016

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

KUSD : Miles de dólares estadounidenses (dólar)



/ INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Deloitte.

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

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 2016 y 2015 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 2016 y 2015 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").

Deloitte

Santiago, Chile
Enero 31, 2017

PABLO VASQUEZ URRUTIA
RUT: 12.462.115-1

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/cl acerca de la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado

al 31 de diciembre de 2016 y 2015, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	278.276	145.371
Otros activos financieros corrientes	7	3.281	3.083
Otros activos no financieros corrientes	8	34.802	24.167
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	98.565	120.814
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	6.024	5.059
Inventarios corrientes	11	177.136	173.496
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	36.148	39.069
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		634.232	511.059
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	13	0	247.879
ACTIVOS CORRIENTES, TOTAL		634.232	758.938
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	0	54
Otros activos no financieros no corrientes	14	13.910	20.828
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	248	17
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	33.913	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	83.350	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	272.653	289.857
Plusvalía	17	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	18	2.206.772	1.972.680
Activos por impuestos diferidos	19	42.901	43.120
ACTIVOS NO CORRIENTES, TOTAL		2.678.846	2.351.655
ACTIVOS, TOTAL		3.313.078	3.110.593

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

al 31 de diciembre de 2016 y 2015, expresados en miles de dólares estadounidenses

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	17.433	19.001
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	23	157.972	154.716
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	30.600	16.219
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	12	64.378	22.195
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	24	20.167	18.111
Otros pasivos no financieros corrientes	25	1.633	7.977
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		292.183	238.219
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	0	35.289
PASIVOS CORRIENTES, TOTAL		292.183	273.508
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	731.439	741.146
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	752	1.008
Otras provisiones no corrientes	26	8.954	9.503
Pasivo por impuestos diferidos	19	268.332	254.739
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	27	240	292
Otros pasivos no financieros no corrientes	25	5.012	5.026
PASIVOS, NO CORRIENTES, TOTAL		1.014.729	1.011.714
TOTAL PASIVOS		1.306.912	1.285.222
PATRIMONIO			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		555.462	377.081
Otras Reservas	28	323.335	308.237
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.922.525	1.729.046
Participaciones No Controladoras	29	83.641	96.325
Patrimonio Total		2.006.166	1.825.371
PATRIMONIO TOTAL		2.006.166	1.825.371
PATRIMONIO Y PASIVOS, TOTAL		3.313.078	3.110.593

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,
al 31 de diciembre de 2016 y 2015, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN	Nota	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	967.444	1.142.697
Costo de ventas	31	(790.687)	(924.712)
Ganancia bruta		176.757	217.985
Otros ingresos	32	208.362	10.716
Gastos de administración	33	(35.358)	(52.087)
Otros gastos, por función	35	(43.391)	(64)
Ganancia por actividades de operación		306.370	176.550
Ingresos financieros	36	2.140	2.540
Costos financieros	37	(26.727)	(37.223)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	54.069	0
Diferencias de cambio	38	2.146	(7.790)
Ganancia, antes de Impuesto		337.998	134.077
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	19	(79.422)	(33.539)
GANANCIA PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		258.576	100.538
GANANCIA, ATRIBUIBLE A			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		254.830	94.169
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	29	3.746	6.369
GANANCIAS POR ACCIÓN			
Ganancia		254.830	94.169
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	39	USD 0,242	USD 0,089

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 2016 y 2015, expresados en miles de dólares estadounidenses

OTRO RESULTADO INTEGRAL	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Ganancia	258.576	100.538
COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	569	(22.780)
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	(136)	4.046
Otro resultado integral	433	(18.734)
Resultado Integral	259.009	81.804
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	255.263	75.435
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	3.746	6.369
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	259.009	81.804

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Flujo de Efectivo – Directo,

al 31 de diciembre de 2016 y 2015, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN	Nota	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 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		1.128.341	1.337.473
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		5.637	5.671
Otros cobros por actividades de operación		15.556	24.463
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(756.040)	(888.104)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(66.877)	(65.477)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(18.698)	(18.711)
Otros pagos por actividades de operación		(1.892)	0
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(26.189)	(35.534)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		70	907
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(15.611)	(21.106)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(32.427)	(47.462)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		231.870	292.120
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		217.560	(210)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		587.802	695.427
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(586.908)	(699.119)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(875)	0
Préstamos a entidades relacionadas		(129.612)	0
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		19.537	42
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(369.933)	(356.812)
Cobros a entidades relacionadas		256.678	0
Intereses recibidos		1.425	1.166
Otras entradas (salidas) de efectivo		327	(13.645)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(3.999)	(373.151)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados		(91.208)	(45.258)
Otras entradas (salidas) de Efectivo		0	0
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(91.208)	(45.258)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		136.663	(126.289)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.758)	3.163
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		132.905	(123.126)
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	145.371	268.497
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	6	278.276	145.371

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto

al 31 de diciembre de 2016, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2016	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 01/01/2016	1.043.728	308.237	0	377.081	1.729.046	96.325	1.825.371
Ganancia	0	0	0	254.830	254.830	3.746	258.576
Otros Resultados Integrales	0	15.098	0	0	15.098	0	15.098
Total Resultados Integrales	0	15.098	0	254.830	269.928	3.746	273.674
Dividendos	0	0	0	(76.449)	(76.449)	(16.430)	(92.879)
Cambios en Patrimonio	0	15.098	0	178.381	193.479	(12.684)	180.795
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2016	1.043.728	323.335	0	555.462	1.922.525	83.641	2.006.166

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto

al 31 de diciembre de 2015, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2016	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 01/01/2015	1.043.728	326.971	0	311.163	1.681.862	98.898	1.780.760
Ganancia	0	0	0	94.169	94.169	6.369	100.538
Otros Resultados Integrales	0	(18.734)	0	0	(18.734)	0	(18.734)
Total Resultados Integrales	0	(18.734)	0	94.169	75.435	6.369	81.804
Dividendos	0	0	0	(28.251)	(28.251)	(8.942)	(37.193)
Cambios en Patrimonio	0	(18.734)	0	65.918	47.184	(2.573)	44.611
SALDO FINAL PERÍODO ANTERIOR 31/12/2015	1.043.728	308.237	0	377.081	1.729.046	96.325	1.825.371

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, (ex E.CL S.A.), 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 Superintendencia de Valores y Seguros. 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 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. (antes denominada “GDF SUEZ Energy 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 2016 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 31 de enero de 2017. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2015 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 26 de enero de 2016.

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 se encuentran de acuerdo a Instrucciones y Normas de preparación y presentación de información financiera emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que consideran 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 2016 y 2015, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, fueron originalmente preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las NIIF, más instrucciones específicas dictadas por la SVS. Estas instrucciones se relacionan directamente con el Oficio Circular N° 856, emitido por la SVS el 17 de octubre de 2014, y que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio. El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó reconocer en el año 2014 un cargo a los resultados acumulados por un importe de MUS\$ 45.094, que de acuerdo a NIIF debería haber sido presentado con cargo a resultados de dicho año.

En la re-adopción de las NIIF, la Sociedad ha aplicado estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Esta re-adopción de las NIIF no implicó realizar ajustes al estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015, originalmente emitidos.

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
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Método de la participación en los estados financieros separados (enmiendas a la NIC 27)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Entidades de Inversión: Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

La aplicación de estas normas no ha tenido un impacto significativo en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

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 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, Arrendamientos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

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

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
Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas (enmiendas a NIC 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 7)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Aclaración a la NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"	Periodos 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)	Periodos 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 periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 12 y NIC 28)	Las enmiendas a NIIF 1 y NIC 28 son efectivas para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018. La enmienda a la NIIF 12 para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

La Administración está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración finalice la revisión detallada. En opinión de la Administración, no se espera que la aplicación futura de otras normas y enmiendas tengan un efecto significativo en los estados financieros consolidados.

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 2016.

La preparación de los estados financieros requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

- **Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro.**
La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la Administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.
- **Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios.**
Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial.
- **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;**
- **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." y "Edelnor Transmisión S.A.", 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)

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.

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 Discontinuas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

2.6 PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.
2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.
3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.7 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 PERIODO CONTABLE

Los presentes Estados Financieros Consolidados, cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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	31/12/2016 USD 1	31/12/2015 USD 1
Peso chileno	669,4700	710,1600
Euro	0,9488	0,9168
Yen	116,8300	120,5900
Peso Argentino	15,8350	12,972
Libra esterlina	0,8104	0,6744

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.

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	45
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Obras Civiles	Vida útil años	25	40
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	40
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 como activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, y 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 marítimas, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales por parte de Codelco Chile a ENGIE ENERGIA CHILE S.A, mediante escritura pública del 29 de Diciembre de 1995. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 20 años a contar del año 1998.

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, 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 pueda 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

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 aquellos 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 27)

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 imponibles 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.

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 Superintendencia de Valores y Seguros, 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 Interconectado del Norte Grande (SING), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING).

Por lo anterior, y dado que EECL opera sólo en el Sistema Interconectado del Norte Grande, 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 ELECTRICO

4.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Al 31 de diciembre de 2016, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 1.971 MW en el SING, conformando cerca del 36% del total de ese Sistema. La Sociedad cuenta con 2.328 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 Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende por las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta.

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 CDEC, con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC 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 CDEC. 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 CDEC 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 CDEC. 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 CDEC 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 está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras, que en suma aportan 1.971 MW en el SING (36%) de la potencia bruta total aportada en el sistema interconectado del norte grande.

Las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 10 plantas dentro de la segunda región de Chile, ubicadas 5 centrales en Mejillones y 5 centrales en Tocopilla, con una capacidad total de 1.897 MW y otras centrales de menor tamaño que suman 74 MW, que se ubican en Arica e Iquique principalmente.

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 (ERNNC). 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, por 2 MW con un proyecto de expansión de hasta 40 MW, representando un 0,09% de la capacidad instalada del Grupo EECL.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MW.

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 ADQUISICIÓN DE SUBSIDIARIAS Y PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS

Combinación de negocios

Con fecha 29 de Diciembre de 2009, compañías del Grupo ENGIE (antes denominado GDF Suez) 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 SpA. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Como consecuencia de la fusión, la Compañía pasó a ser controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino SpA. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Además es propietaria y operadora de los activos de Electroandina 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.

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.

5.2 VENTA DE SUBSIDIARIAS

Durante el mes de diciembre de 2015, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. acordó vender a Red Eléctrica Chile SpA el 50% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (“TEN”), conservando EECL el 50% restante. Con fecha 21 de enero de 2016 la Comisión Europea declaró compatible la operación, por lo que las partes decidieron suscribir con fecha 27 de enero de 2016 los contratos y demás documentos necesarios para su materialización, los cuales consisten principalmente en:

- El traspaso a Red Eléctrica Chile SpA del 50% de las acciones emitidas por TEN, en el precio total de USD 217.560.000.
- La cesión a Red Eléctrica Chile SpA del 50% de los créditos de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. contra TEN, en el precio de USD 52.113.477,30 y 940.507,70 Unidades de Fomento.
- El pacto de accionistas mediante el cual las partes regulan su relación como accionistas de TEN, así como la administración de esta última.

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2016 y 2015, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Efectivo en Caja	93	92
Saldos en Bancos	11.677	2.938
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	266.506	142.341
TOTAL DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO	278.276	145.371

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	31/12/2016 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31/12/2015 kUSD
Banco Consorcio	USD	1,10%	13-01-17	10.020	0,55%	22-01-16	4.500
Banco Consorcio	USD		-	0	0,50%	04-02-16	5.001
Banco Citibank	USD	0,30%	03-01-17	1.063	0,10%	04-01-16	1.570
Banco Corpbanca	USD	0,70%	05-01-17	5.001	0,50%	04-01-16	5.001
Banco Corpbanca	USD	1,00%	03-01-17	12.012	0,40%	11-01-16	5.002
Banco Corpbanca	USD	1,18%	18-01-17	20.008		-	0
Banco Corpbanca	USD	1,30%	20-01-17	5.002		-	0
Banco Santander	USD	0,86%	03-01-17	12.009	0,36%	04-01-16	15.006
Banco Santander	USD	1,00%	18-01-17	25.008	0,35%	05-01-16	5.000
Banco Santander	USD	1,05%	12-01-17	3.000	0,32%	11-01-16	3.001
Banco Santander	USD	1,14%	27-01-17	6.001	0,30%	05-01-16	984
Banco Estado	USD	0,70%	05-01-17	20.004	0,20%	04-01-16	7.000
Banco Estado	USD	0,70%	06-01-17	10.002	0,22%	04-01-16	5.000
Banco Estado	USD	0,70%	12-01-17	4.000	0,25%	08-01-16	3.500
Banco Chile	USD	0,80%	03-01-17	5.011	0,40%	28-01-16	5.000
Banco Chile	USD	1,15%	17-01-17	1.101	0,40%	29-01-16	1.000
Banco Chile	USD	1,20%	19-01-17	20.008	0,25%	21-10-15	5.001
Banco Chile	USD	1,20%	20-01-17	8.011	0,35%	15-01-16	5.001
Banco Chile	USD	1,30%	23-01-17	8.003		-	0
Banco Chile	CLP		-	0	0,28%	05-01-16	1.479
Banco Itaú	USD		-	0	0,11%	05-01-16	6.000
Banco Itaú	USD		-	0	0,30%	15-01-16	5.001
Banco Itaú	USD		-	0	0,52%	29-01-16	5.002
Banco BBVA N.Y.	USD	0,80%	03-01-17	20.006		-	0
Banco BBVA	USD	0,60%	04-01-17	1.019	0,35%	04-01-16	7.000
Banco BBVA	USD		-	0	0,45%	11-01-16	5.002
Banco BBVA	USD		-	0	0,25%	04-01-16	595
Banco BCI	CLP		-	0	0,68%	10-03-16	491
Banco BCI	USD	0,90%	06-01-17	5.001	0,36%	11-01-16	10.003
Banco BCI	USD	0,92%	03-01-17	30.009	0,04%	21-01-16	5.001
Banco BCI	USD	1,05%	05-01-17	1.200		-	0
Banco BCI	USD	1,05%	27-01-17	6.001		-	0
Banco Bice	USD		-	0	0,25%	04-01-16	5.001
Banco Bice	USD		-	0	0,15%	28-10-15	2.000
Banco Bice	USD		-	0	0,27%	07-01-16	3.001
Banco Bice	USD		-	0	0,30%	11-01-16	10.004
Banco J.P.Morgan	USD		-	0	0,21%	04-01-16	194
Banco Scotiabank	USD	0,80%	12-01-17	10.004		-	0
Banco Scotiabank	USD	1,05%	27-01-17	8.001		-	0
Banco Scotiabank	USD	1,06%	26-01-17	10.001		-	0
TOTAL CONSOLIDADO				266.506			142.341

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Fondos Mutuos	539	1.585
Forward ⁽¹⁾	2.742	1.498
TOTAL OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	3.281	3.083

(1) Ver detalle en Nota 21 – Derivados y Operaciones de Cobertura

No Corriente

Detalle de Instrumentos	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Forward ⁽¹⁾	0	54
TOTAL OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	0	54

(1) Ver detalle en Nota 21 – 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:

Detalle de Instrumentos	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Banco Santander Río	USD	539	1.585
TOTAL FONDOS MUTUOS		539	1.585

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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Seguros pagados por anticipado ⁽¹⁾	5.259	6.179
IVA crédito fiscal	11.605	2.623
Pago anticipado Contrato TGN (GNA) ⁽²⁾	2.382	2.800
Anticipos a proveedores ⁽³⁾	15.471	12.528
Otros pagos anticipados	85	37
TOTAL	34.802	24.167

(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 GNA (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 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 N° 22 “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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Facturas por Cobrar	91.841	110.878
Deudores Varios Corrientes	812	609
Leasing por Cobrar	0	543
Pagos Anticipados Corrientes	0	25
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5.912	8.759
TOTAL	98.565	120.814

9.2 CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Otros Deudores Varios	248	17
TOTAL	248	17

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2016, estratificados por morosidad son los siguientes:

Detalle de Instrumentos	Número Clientes	Cartera al día kUSD	Saldos al 31 de diciembre de 2016									Total kUSD
			Morosidad 1-30 días kUSD	Morosidad 31-60 días kUSD	Morosidad 61-90 días kUSD	Morosidad 91-120 días kUSD	Morosidad 121-150 días kUSD	Morosidad 151-180 días kUSD	Morosidad 181-210 días kUSD	Morosidad 211-250 días kUSD	Morosidad Mas 250 días kUSD	
Deudores por operaciones de crédito corriente	108	89.048	1.660	265	409	0	233	0	0	0	3.083	94.698
Estimación incobrables	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(2.857)	(2.857)
Deudores varios corrientes	11	1.060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.060
Otras cuentas por cobrar corrientes	886	5.912	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.912
TOTAL		96.020	1.660	265	409	0	233	0	0	0	226	98.813

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2015 estratificados por morosidad son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2015

Deudores	Número Clientes	Cartera al día kUSD	Morosidad 1-30 días kUSD	Morosidad 31-60 días kUSD	Morosidad 61-90 días kUSD	Morosidad 91-120 días kUSD	Morosidad 121-150 días kUSD	Morosidad 151-180 días kUSD	Morosidad 181-210 días kUSD	Morosidad 211-250 días kUSD	Morosidad Mas 250 días kUSD	Total kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	92	107.284	3.177	119	2	0	0	0	0	0	3.002	113.584
Estimación incobrables	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(2.706)	(2.706)
Deudores varios corrientes	21	626	0	0	0	0	0	0	0	0	0	626
Leasing por Cobrar	5	543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	543
Pagos anticipados Corrientes	2	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Otras cuentas por cobrar corrientes	902	8.759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.759
TOTAL		117.237	3.177	119	2	0	0	0	0	0	296	120.831

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2016	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	986	96.020	986	96.020
Entre 1 y 30 días	-	0	60	1.660	60	1.660
Entre 31 y 60 días	-	0	20	265	20	265
Entre 61 y 90 días	-	0	14	409	14	409
Entre 91 y 120 días	-	0	0	0	0	0
Entre 121 y 150 días	-	0	4	233	4	233
Entre 151 y 180 días	-	0	0	0	0	0
Entre 181 y 210 días	-	0	0	0	0	0
Entre 211 y 250 días	-	0	0	0	0	0
Superior a 251 días	1	2.288	3	795	4	3.083
TOTAL		2.288		99.382		101.670

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2015	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1002	117.237	1002	117.237
Entre 1 y 30 días	-	0	37	3.177	37	3.177
Entre 31 y 60 días	-	0	4	119	4	119
Entre 61 y 90 días	-	0	2	2	2	2
Entre 91 y 120 días	-	0	0	0	0	0
Entre 121 y 150 días	-	0	0	0	0	0
Entre 151 y 180 días	-	0	0	0	0	0
Entre 181 y 210 días	-	0	0	0	0	0
Entre 211 y 250 días	-	0	0	0	0	0
Superior a 251 días	1	2.288	3	714	4	3.002
TOTAL		2.288		121.249		123.537

Provisiones y Castigos	31/12/2016	31/12/2015
	kUSD	kUSD
Saldo Inicial	2.706	7.542
Provisión cartera no repactada	144	62
Castigos del periodo ⁽¹⁾	0	(4.367)
Recuperos del periodo	(18)	(303)
Otros	25	(228)
SALDO FINAL	2.857	2.706

(1) Del total, kUSD 4.358 corresponden a un juicio arbitral que ENGIE ENERGIA CHILE S.A. mantenía con SQM S.A. producto de diferencias en la fijación tarifaria del contrato de suministro de energía eléctrica. En abril de 2015, se dictó sentencia, negándose el árbitro a acoger los argumentos de EECL.

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 26 de abril de 2016, 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 2016 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. Las antes referidas dietas no fueron modificadas en la correspondiente Junta Ordinaria del año 2016.

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 presente ejercicio este comité ha utilizado con cargo a este presupuesto kUSD 101.

	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Remuneraciones del Directorio		
Philip De Cnudde, Presidente **	48	73
Juan Claveria A., Presidente *	0	112
Cristian Eyzaguirre, Director	93	73
Emilio Pellegrini, Director	100	98
Pierre Devillers, Director **	17	18
Pablo Villarino, Director Suplente **	17	48
Hendrik De Buiyserie, Director **	6	19
Daniel Pellegrini, Director **	6	0
Mauro Valdes Raczynski, Director	75	0
Patrick Obyn, Director Suplente **	6	0
Dante Dell' Elce, Director Suplente **	0	18
Manlio Alessi R., Director ***	23	93
Karen Poniachik, Director ***	23	98
Felipe Cabezas, Director Suplente ***	0	6
TOTAL HONORARIOS POR REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO	414	656

* Con fecha 29 de septiembre de 2015, el Directorio de la Sociedad aceptó la renuncia a los cargos de director y Presidente a don Juan Clavería Aliste y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Philip De Cnudde.

** Con fecha 17 de Mayo de 2016 renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo como director de la Sociedad los señores Philip De Cnudde, Pierre Devillers, Pablo Villarino, Hendrik De Buiyserie, Daniel Pellegrini, Patrick Obyn y Dante Dell' Elce.

*** En la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 26 de abril de 2016, dejaron sus cargos de director la señora Karen Poniachik y el señor Manlio Alessi y su cargo de director suplente don Felipe Cabezas.

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el año 2016, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de kUSD 135 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Remuneración de Personal Clave de la Gerencia		
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas ⁽¹⁾	4.342	4.137
TOTAL	4.342	4.137

(1) Estos costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la Sociedad en el ejercicio. Además incluye indemnizaciones por años de servicios.

10.2 PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA

Gerentes y Ejecutivos Principales

Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Aníbal Prieto Larraín	Gerente Corporativo Jurídico
Enzo Quezada Zapata	Gerente Corporativo Comercial
Demián Talavera	Gerente Corporativo de Desarrollo
Carlos Boquimpani de Freitas *	Gerente Corporativo de Finanzas
Eduardo Milligan Wenzel	Gerente Corporativo de Finanzas
Nicky Vanlommel	Gerente Corporativo de Personal, Procesos y Tecnología
Beatriz Monreal	Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos
Luc Imschoot	Gerente Corporativo de Transmisión
David Liste	Gerente Corporativo de Generación

* Con fecha 27 de octubre de 2016, don Carlos Boquimpani de Freitas presentó su renuncia al cargo de Gerente Corporativo de Finanzas y en su reemplazo fue designado don Eduardo Milligan Wenzel quien asume sus funciones desde enero de 2017.

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 al cierre de cada ejercicio son las siguientes:

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	UF	337	1.690
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	24	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	202	613
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	5.346	1.417
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	4	0
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	0	29
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	20	0
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	0	817
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Francia	Matriz Común	USD	0	493
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	32	0
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Afiliada	CLP	54	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	4	0
CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTE					6.024	5.059

10.4 CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTE

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ⁽¹⁾	Chile	Control conjunto	USD	33.913	0
CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTE					33.913	0

(1) Préstamo otorgados a Trasmisora Eléctrica del Norte S.A por un total de kUSD 33.913, que devenga interés a tasa anual Libor 180 días + 2,7%, con plazo de vencimiento al 13 de julio de 2018.

10.5 CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTES

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
96.885.200-0	ENGIE Chile S.A.	Chile	Matriz	USD	6.780	7.783
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	2.911	4.718
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	306	250
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	9	0
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	6.258	3.428
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	1	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	95	30
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	109	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	105	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	0	10
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	USD	13.964	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	62	0
CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTES					30.600	16.219

10.6 CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTES

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	752	1.008
CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTES					752	1.008

10.7 TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Entidad						31/12/2016		31/12/2015	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto kUSD	Efecto en Resul- tado kUSD	Monto kUSD	Efecto en Resul- tado kUSD
96.885.200-0	Engie Chile S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendo	40.338	0	14.906	0
96.885.200-0	Engie Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	341	341	337	337
96.885.200-0	Engie Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Recuperación de Gastos	48	0	0	0
96.885.200-0	Engie Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Reembolso de Gastos	28	0	0	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía, Potencia y Ser- vicios	1.806	1.806	1.869	1.869
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	34.796	(34.796)	45.480	(45.480)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	1.795	1.795	1.420	1.420
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	33	33	0	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Prestados	9	9	0	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Recibidos	264	(264)	430	(430)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	26	26	14	14
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	0	0	705	705
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	71	71	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	144	(144)	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	9	(9)	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	9.937	9.937	5.617	5.617
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	1.799	1.799	670	670
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	964	964	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Préstamo Gas	7.250	0	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Devolución Préstamo Gas	7.250	0	0	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	8	0	0	0
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	0	0	5.938	5.938
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	0	0	13	13
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Compra Gas	0	0	2	(2)
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	130	130

Entidad						31/12/2016		31/12/2015	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto kUSD	Efecto en Resul- tado kUSD	Monto kUSD	Efecto en Resul- tado kUSD
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	USD	Compra de GNL	60.987	0	63.191	0
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	USD	Recuperación de Gastos	396	0	0	0
0-E	Laborelec	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	51	(51)
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	170	(170)	0	0
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	25	0	0	0
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	Dividendos	16.430	0	8.942	0
0-E	Tractebel Engineering S.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios	913	0	1.143	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	3.586	0	5.514	0
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	Instrumentos de Derivados (compra)	0	0	8.182	(6.227)
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	Instrumentos de Derivados (venta)	0	0	4.457	4.457
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	325	0	43	(43)
0-E	GDF SUEZ University	Francia	Matriz Común	USD	Capacitación	181	(181)	351	(351)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Capital e Intereses)	74.702	3.002	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Préstamos (Capital e Intereses)	59.744	1.835	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Pago de Préstamo	46.334	0	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Pago de Préstamo	124.759	0	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Servicios	340	340	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios	10	10	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Asesoría Project Finance	1.750	1.750	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Recuperación de gastos	34	0	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	356	356	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Venta de Activo	12	0	0	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	69	69	0	0
0-E	GDF SUEZ GLOBAL LNG (UK) LTD.	London	Matriz Común	EUR	Servicios	112	(112)	0	0
0-E	GDF Suez Energy Generation North Am	Canadá	Matriz Común	US\$	Servicios	19	(19)	0	0
0-E	Engie Energy Managment SCRL	Bélgica	Matriz Común	US\$	Compra de Carbón	5.312	0	0	0
0-E	JUBAIL O&M Company Limited	Arabia Saudita	Matriz Común	US\$	Servicios	29	0	0	0
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Préstamos (Capital e Intereses)	53	1	0	0

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 40.2).

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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Materiales y Suministro Operación	138.865	140.931
Materiales y Suministro Operación asociados a indemnización (Nota 25)	5.012	5.026
Provisión Obsolescencia	(26.273)	(18.804)
Carbón	46.747	23.535
Petróleo Bunker N° 6	3.563	3.280
Petróleo Diesel	2.293	3.763
Cal Hidratada	3.261	6.327
Caliza – Biomasa - Arena Silice	2.151	833
GNL	1.348	8.417
Lubricantes	169	188
TOTAL	177.136	173.496

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Saldo Inicial	18.804	16.465
Aumento provisión	7.469	2.339
SALDO FINAL	26.273	18.804

(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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
PPM	26.791	32.747
PPUA	10	3.078
Crédito Ley Arica N° 19.420	6.433	0
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	2.063	0
Crédito Fuente Extranjera	0	2.546
Donaciones	0	37
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	97	32
Crédito Sence	90	0
Otros Impuestos por Recuperar	664	629
TOTAL IMPUESTOS POR RECUPERAR	36.148	39.069

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Gasto Tributario Corriente	25.712	21.953
Impuesto Primera Categoría en el carácter de único Art.17 N° 8	38.472	0
Impuesto Único Artículo 21	194	242
TOTAL IMPUESTOS POR PAGAR	64.378	22.195

NOTA 13 – ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICION CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA

Durante el mes de diciembre de 2015, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. acordó vender a Red Eléctrica Chile SpA el 50% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), conservando EECL el 50% restante. Con fecha 21 de enero de 2016 la Comisión Europea declaró compatible la operación, por lo que las partes decidieron suscribir con fecha 27 de enero de 2016 los contratos y demás documentos necesarios para su materialización, los cuales consisten principalmente en:

- a) El traspaso a Red Eléctrica Chile SpA del 50% de las acciones emitidas por TEN, en el precio total de USD 217.560.000.
- b) La cesión a Red Eléctrica Chile SpA del 50% de los créditos de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. contra TEN, en el precio de USD 52.113.477,30 y 940.507,70 Unidades de Fomento.
- c) El pacto de accionistas mediante el cual las partes regulan su relación como accionistas de TEN, así como la administración de esta última.

De acuerdo con NIIF 5.32 la inversión en TEN no representa un segmento de negocio o área geográfica, ni una venta que corresponda a una disposición mayor de una línea de negocios ni es una subsidiaria adquirida exclusivamente para ser revendida. Por lo tanto su clasificación como disponible sólo incluye activos y pasivos presentados en una sola línea como Activos y Pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

El objeto de la Sociedad es participar en cualquier clase de actividades de generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros; generar, transmitir y distribuir energía eléctrica y suministrar, vender y comercializar en cualquier forma la potencia y la energía eléctrica que se produzca en sus instalaciones o en los de terceros y la capacidad de transporte de las líneas y de transformación de las subestaciones y equipos asociados; como también efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica y mantención de sistemas eléctricos.

Transmisora Eléctrica del Norte S.A. es la encargada de llevar a cabo el desarrollo del proyecto consistente en la construcción de una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC.

El valor razonable del 50% que EECL vendió a Red Eléctrica Chile SpA es de kUSD 217.560 y la venta se materializó el 27 de enero de 2016.

Tal como se describe en la nota 3.9, los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta.

A continuación se presentan los principales rubros de activos, pasivos y flujo de efectivo mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2015:

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.	Saldo al 31/12/2015 kUSD
ACTIVO	
Activos Corrientes	
Efectivo y efectivo equivalente	13.644
Inventarios	19
Otros activos no financieros	26.274
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	88
Total Activo Corriente	40.025
Activos No Corrientes	
Activos por Impuestos Diferidos	5.567
Total Propiedades, planta y equipo	202.287
Total Activo No Corriente	207.854
TOTAL ACTIVOS	247.879
PASIVOS	
Pasivos Corrientes	
Otros pasivos financieros, corriente	4.182
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	28.903
Pasivos por Impuestos Corrientes	109
Provisiones por Beneficios a los empleados	91
Otros Pasivos No Financieros	11
Total Pasivo Corriente	33.296
Pasivos No Corrientes	
Otros pasivos financieros, no corriente	1.993
Total Pasivo No Corriente	1.993
TOTAL PASIVOS	35.289
FLUJO DE EFECTIVO NETO RESUMIDO	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17.383)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(160.109)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	186.000
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	8.508
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(245)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	8.263
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.382
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	13.645
OTRO RESULTADO INTEGRAL	
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(6.175)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	1.389
OTRO RESULTADO INTEGRAL	(4.786)

NOTA 14 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Otros Activos No Financieros		
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Arriendo pagado por anticipado	23	76
Inversión en CDEC-SING Ltda. ⁽¹⁾	18	345
Aporte Consorcio Algae Fuels S.A. ⁽²⁾	2.240	2.055
Aporte Consorcio Desert Bioenergy S.A. ⁽²⁾	504	503
Aporte FONDEF (2)	211	211
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽³⁾	3.843	6.201
Proyectos en Desarrollo ⁽⁴⁾	4.560	8.923
Otros	350	353
TOTAL	13.910	20.828

(1) La inversión en el CDEC-SING es reconocida a su costo histórico en pesos chilenos y no se realiza reconocimiento sobre dicha participación.

(2) Corresponde a los aportes a los consorcios cuyo objeto es la investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biocombustible y biodiesel.

(3) 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 2019.

(4) 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.

NOTA 15 – 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 2016 es el siguiente:

Tipo de relación	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje de participación %	Saldo al 27-01-2016 kUSD	Diferencia entre valor libro y valor justo kUSD	Reserva derivados de cobertura al 27-01-2016 kUSD	Resultado devengado kUSD	Efecto en resultado kUSD	Variación reserva derivados de cobertura al 31-12-2016 kUSD	Otros kUSD	Total al 31-12-2016 kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.416.318	50,00%	31.073	59.700	(4.424)	(1.207)	54.069	(4.672)	2.880	83.350
TOTAL				31.073	59.700	(4.424)	(1.207)	54.069	(4.672)	2.880	83.350

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes kUSD	Activos no Corrientes kUSD	Total Activos kUSD	Pasivos Corrientes kUSD	Pasivos no Corrientes kUSD	Total Pasivos kUSD	Patrimonio Neto kUSD	Ingresos Ordinarios kUSD	Gastos Ordinarios kUSD	Ganancia (Pérdida) Neta kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	34.100	647.651	681.751	126.509	513.701	640.210	41.541	60	529	(2.413)

Con fecha 27 de enero de 2016 la Sociedad vendió el 50% de participación en la filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A., con lo cual se perdió el control de ésta y a contar de esa fecha se registra bajo el método de la participación.

NOTA 16 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Activos Intangibles Neto	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto ⁽¹⁾	267.079	283.864
Servidumbres, neto	5.574	5.993
TOTAL NETO	272.653	289.857

(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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	12.822	12.822
TOTAL BRUTO	374.956	374.956

Amortización de Activos Intangibles	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(95.055)	(78.270)
Amortización, Servidumbres	(7.248)	(6.829)
TOTAL AMORTIZACIÓN	(102.303)	(85.099)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2016 y 2015.

Activos Intangibles	Saldo bruto inicial 01-01-2016 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 31/12/2016 kUSD	Amortiza- ción Acu- mulada al 31/12/2015 kUSD	Amorti- zación Periodo kUSD	Amorti- zación Acumulada (Bajas) kUSD	Amortiza- ción Acu- mulada al 31/12/2016 kUSD	Saldo neto al 31/12/2016 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(78.270)	(16.785)	0	(95.055)	267.079
Servidumbres	12.822	0	12.822	(6.829)	(419)	0	(7.248)	5.574
TOTALES	374.956	0	374.956	(85.099)	(17.204)	0	(102.303)	272.653

Activos Intangibles	Saldo bruto inicial 01-01-2015 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 31/12/2015 kUSD	Amortiza- ción Acu- mulada al 31-12-14 kUSD	Amorti- zación Periodo kUSD	Amorti- zación Acumulada (Bajas) 31/12/2015 kUSD	Amortiza- ción Acu- mulada al 31/12/2015 kUSD	Saldo neto al 31-12-2015 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(61.463)	(16.807)	0	(78.270)	283.864
Servidumbres	12.822	0	12.822	(6.436)	(393)	0	(6.829)	5.993
Otros Activos Intangibles Identificables	2.002	(2.002)	0	(1.902)	(100)	2.002	0	0
TOTALES	376.958	(2.002)	374.956	(69.801)	(17.300)	2.002	(85.099)	289.857

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

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 17 – 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.

	Saldo al 31/12/2016 kUSD	Saldo al 31/12/2015 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.

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 18 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre de 2016 son las siguientes:

Movimientos Año 2016	Construcción en Curso kUSD	Terrenos kUSD	Edificios kUSD	Plantas y Equipos kUSD	Equipa- miento de la Infor- mación kUSD	Instalacio- nes Fijas y Accesorios kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Otras Propieda- des Planta y Equipo kUSD	Propieda- des, Planta y Equipo kUSD
Valor Bruto	187.460	34.117	174.912	2.586.189	21.397	386.212	9.846	177.544	3.577.677
Depreciación Acumulada	0	0	(54.961)	(1.191.258)	(17.013)	(223.893)	(7.282)	(110.590)	(1.604.997)
Saldo Inicial al 01-01-2016	187.460	34.117	119.951	1.394.931	4.384	162.319	2.564	66.954	1.972.680
Adiciones	379.193	1.228	438	964	595	344	717	347	383.826
Bajas	0	0	(2.699)	(397)	(14)	(14.973)	0	(10.819)	(28.902)
Gastos por Depreciación	0	0	(5.849)	(79.820)	(3.819)	(10.213)	(631)	(20.500)	(120.832)
Cierre Obras en Curso	(54.228)	0	521	31.715	6.751	10.528	707	4.006	0
Cambios, Total	324.965	1.228	(7.589)	(47.538)	3.513	(14.314)	793	(26.966)	234.092
SALDO FINAL 31-12-2016	512.425	35.345	112.362	1.347.393	7.897	148.005	3.357	39.988	2.206.772

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2015 son los siguientes:

Movimientos Año 2015	Construcción en Curso kUSD	Terrenos kUSD	Edificios kUSD	Plantas y Equipos kUSD	Equipamiento de la Información kUSD	Instalaciones Fijas y Accesorios kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Otras Propiedades Planta y Equipo kUSD	Propiedades, Planta y Equipo kUSD
Valor Bruto	133.184	34.117	169.599	2.486.155	20.238	385.971	9.653	129.217	3.368.134
Depreciación Acumulada	0	0	(49.049)	(1.114.184)	(15.200)	(212.813)	(6.566)	(88.672)	(1.486.484)
Saldo Inicial al 01-01-2015	133.184	34.117	120.550	1.371.971	5.038	173.158	3.087	40.545	1.881.650
Adiciones	203.487	0	81	413	261	68	209	5.064	209.583
Bajas	0	0	0	0	0	0	(14)	0	(14)
Gastos por Depreciación	0	0	(5.931)	(77.056)	(1.833)	(11.079)	(718)	(21.922)	(118.539)
Cierre Obras en Curso	(149.211)	0	5.251	99.603	918	172	0	43.267	0
Cambios, Total	54.276	0	(599)	22.960	(654)	(10.839)	(523)	26.409	91.030
SALDO FINAL 31-12-2015	187.460	34.117	119.951	1.394.931	4.384	162.319	2.564	66.954	1.972.680

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Construcción en Curso	512.425	187.460
Terrenos	35.345	34.117
Edificios	112.362	119.951
Planta y Equipos	1.347.393	1.394.931
Equipamiento de Tecnología de la Información	7.897	4.384
Instalaciones Fijas y Accesorios	148.005	162.319
Vehículos de Motor	3.357	2.564
Activos en Leasing	5.915	6.217
Otras Propiedades, Planta y Equipo	34.073	60.737
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	2.206.772	1.972.680

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Construcción en Curso	512.425	187.460
Terrenos	35.345	34.117
Edificios	171.816	174.912
Planta y Equipos	2.588.890	2.586.189
Equipamiento de Tecnología de la Información	28.515	21.397
Instalaciones Fijas y Accesorios	381.803	386.212
Vehículos de Motor	11.214	9.846
Activos en Leasing	9.540	9.540
Otras Propiedades, Planta y Equipos	147.103	168.004
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	3.886.651	3.577.677

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Edificios	(59.454)	(54.961)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Planta y Equipos	(1.241.497)	(1.191.258)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(20.618)	(17.013)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(233.798)	(223.893)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(7.857)	(7.282)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Activos en Leasing	(3.625)	(3.323)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(113.030)	(107.267)
TOTAL DEPRECIACIÓN ACUMULADA Y DETERIORO DE VALOR, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	(1.679.879)	(1.604.997)

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de propiedades, plantas y equipos.

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	Tasa de interés	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Infraestructura Energética Mejillones	5,096%	15.915	2.760
TOTAL		15.915	2.760

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

NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

19.1 LOS ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS AL CIERRE INCLUYEN LOS SIGUIENTES CONCEPTOS:

Activos por Impuestos Diferidos	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	8.640	2.993
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	21.253	12.716
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	5.506	5.715
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	299	5.212
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	739	787
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Instrumentos de Cobertura	0	4.067
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	6.228	5.058
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	236	6.572
ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	42.901	43.120

19.2 LOS PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS AL CIERRE INCLUYEN LOS SIGUIENTES CONCEPTOS:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	97.134	92.322
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.057	982
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	82.612	87.389
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	19.038	16.271
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	37.714	26.701
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	22.894	25.634
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	7.883	5.440
PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	268.332	254.739

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.

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 períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2011-2016
Argentina	2012-2016

19.3 CONCILIACIÓN TASA EFECTIVA

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	31/12/2016		31/12/2015	
	Impuesto 24% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 22,5% kUSD	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	81.120	24,00	30.167	22,50
Gastos no aceptados	798	0,24	3.792	2,83
Otras diferencias permanentes	(2.496)	(0,74)	(420)	(0,31)
TOTAL DIFERENCIAS PERMANENTES	(1.698)	(0,50)	3.372	2,52
Gasto por Impuesto a la Renta	79.422	23,50	33.539	25,02

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	31/12/2016		31/12/2015	
	Impuesto 24% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 22,5% kUSD	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	80.238	24,00	29.763	22,50
Gastos No Aceptados	0	0,00	1.069	0,81
Otras Diferencias Permanentes	(2.496)	(0,74)	(420)	(0,32)
TOTAL DIFERENCIAS PERMANENTES	(2.496)	(0,74)	649	0,49
Gasto por Impuesto a la Renta	77.742	23,26	30.412	22,99

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	31/12/2016		31/12/2015	
	Impuesto 35% kUSD	Tasa Efectiva %	Impuesto 35% kUSD	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	792	35,00	404	35,00
Gastos No Aceptados	798	35,26	2.723	236,90
TOTAL DIFERENCIAS PERMANENTES	798	35,26	2.723	236,90
Gasto por Impuesto a la Renta	1.590	70,26	3.127	271,90

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del cargo a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	25.712	21.953
Impuesto Primera Categoría en el carácter de único Art.17 N° 8	38.472	0
Impuesto Único Artículo 21	194	242
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	0	3.329
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	8.899	21.881
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	4.913	(5.212)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	1.096	(1.050)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	136	(4.046)
Otros - Impuesto Unico Gastos Rechazados	0	(3.558)
TOTAL	79.422	33.539

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(136)	4.046
TOTAL	(136)	4.046

19.4 RESULTADO TRIBUTARIO DE LAS FILIALES NACIONALES AL TÉRMINO DEL PERIODO

Al 31 de diciembre de 2016 kUSD 255.607

Al 31 de diciembre de 2015 kUSD 81.197

NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES, CORRIENTES

Entidad deudora			Entidad acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año			
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa Nominal	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD	Total kUSD	Total kUSD
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	9.695	9.638	0	0	9.695	9.638
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	5.011	6.335	0	0	5.011	6.335
Préstamos que Devengan Intereses, Total										14.706	15.973	0	0	14.706	15.973
Pasivos de Cobertura (Forward)										344	575	2.383	2.453	2.727	3.028
TOTAL										15.050	16.548	2.383	2.453	17.433	19.001

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES

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	31/12/16 kUSD	31/12/15 kUSD	31/12/16 kUSD	31/12/15 kUSD	31/12/16 kUSD	31/12/15 kUSD	31/12/16 kUSD	31/12/15 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	501.250	0	0	395.137	0	0	394.261	395.137	394.261
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	483.875	0	0	0	0	335.487	331.965	335.487	331.965
Préstamos que Devengan Intereses, Subtotal											0	0	395.137	0	335.487	726.226	730.624	726.226
Pasivos de Cobertura (Forward)											815	14.920	0	0	0	0	815	14.920
Préstamos que Devengan Intereses, Total											815	14.920	395.137	0	335.487	726.226	731.439	741.146

(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.

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES VALOR NOMINAL

Año 2016

Entidad deudora		Entidad acreedora								0 a 1 año		1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total kUSD
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa Nominal	Valor nominal	31/12/2016 kUSD	31/12/2016 kUSD	31/12/2016 kUSD	31/12/2016 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	501.250	22.500	45.000	433.750	0	501.250
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	483.875	15.750	31.500	31.500	405.125	483.875
TOTAL										985.125	38.250	76.500	465.250	405.125	985.125

Año 2015

Entidad deudora		Entidad acreedora								0 a 1 año		1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total kUSD
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa Nominal	Valor nominal	31/12/2015 kUSD	31/12/2015 kUSD	31/12/2015 kUSD	31/12/2015 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	523.750	22.500	45.000	45.000	411.250	523.750
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	499.625	15.750	31.500	31.500	420.875	499.625
TOTAL										1.023.375	38.250	76.500	76.500	832.125	1.023.375

NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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:

	31/12/2016				31/12/2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cobertura Tipo de cambio								
Cobertura flujos de caja	2.742	0	2.727	815	1.498	54	3.028	14.920
TOTAL	2.742	0	2.727	815	1.498	54	3.028	14.920

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
			31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Contratos de energía	75.000	65.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	167.666	404.115	Flujos de caja
Swap	Precio Commodity	Contratos de energía	16.152	0	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 con los pagos recibidos en virtud del contrato con EMEL y 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	31/12/2016 Valor libro kUSD	31/12/2016 Valor justo kUSD	31/12/2015 Valor libro kUSD	31/12/2015 Valor justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	93	93	92	92
Saldos en Bancos	11.677	11.677	2.938	2.938
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	266.506	266.506	142.341	142.341
Activos financieros				
Otros activos financieros	3.281	3.281	1.585	1.585
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	98.565	98.565	120.831	120.831
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6.024	6.024	5.059	5.059
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	748.872	805.568	760.147	812.633
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	157.972	157.972	154.716	154.716
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	31.352	31.352	17.227	17.227

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2016 kUSD	Nivel 1 kUSD	Nivel 2 kUSD	Nivel 3 kUSD
Activos financieros				
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	2.742	2.742	0	0
TOTAL	2.742	2.742	0	0
Pasivos financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	3.542	3.542	0	0
TOTAL	3.542	3.542	0	0

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2015 kUSD	Nivel 1 kUSD	Nivel 2 kUSD	Nivel 3 kUSD
Activos financieros				
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	1.552	1.552	0	0
TOTAL	1.552	1.552	0	0
Pasivos financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	17.948	17.948	0	0
TOTAL	17.948	17.948	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 la IAS 39 de IFRS. 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: +10 bps.
Escenario 2: +25 bps.
Escenario 3: +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 llegara a caer fuera del rango 80% - 125% permitido por la norma, el derivado deja de calificar 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 22 – GESTIÓN 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 el Área 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. Adicionalmente existe formalizado un Comité de Riesgos y Seguros que es responsable por la revisión, análisis y aprobación de la matriz de riesgos, además de proponer medidas de mitigación. La matriz de riesgos es actualizada y revisada trimestralmente 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

22.1 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. Por su parte, este 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 (como el precio 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.

22.1.1 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 período terminado al 31 de diciembre de 2016, EECL mantiene contratos de cobertura ("forward") con bancos con el fin de disminuir fluctuaciones de tipo de cambio dólar/euro y dólar/unidad de fomento.

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. Esta política permite contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en dólares. Al 31 de diciembre de 2016, un 99,01% 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.

22.1.2 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 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 2016, la deuda financiera del grupo EECL se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

	31/12/2016	31/12/2015
Tasa de interés fijo	100,00%	100,00%
Tasa de interés variable	0,00%	0,00%
Total	100%	100%

22.2 RIESGO DE PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, EECL y sus filiales no poseen inversiones en instrumentos de patrimonio.

22.3 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 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 tiene como política introducir en todos 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 procura alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a sus ventas de energía contratada. La empresa adicionalmente ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios en las transacciones de compra y venta de combustible que ha efectuado. Por ello su exposición al riesgo de commodities se encuentra mitigada en gran medida, por lo que no se realizan análisis de sensibilidad.

22.4 RIESGO DE CRÉDITO

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

La mayor parte de nuestras ventas corresponden a grandes clientes mineros. Estas ventas son controladas por Contratos, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad de estos clientes y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales con nosotros.

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

22.5 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. Los límites de crédito están establecidos para todos los clientes basados en las políticas internas, los cuales son evaluados 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.

22.6 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.

22.7 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. Actualmente, la compañía no tiene vencimientos significativos de deuda hasta el año 2021 y cuenta con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que exceden con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Asimismo, cuenta con líneas bancarias no comprometidas firmando en diciembre de 2014 una línea de crédito comprometida con el Banco Chile por un monto de UF 1.250.000 y en junio de 2015 una línea de crédito comprometida de largo plazo con los bancos Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC que permite a la compañía girar préstamos por un monto total de hasta USD270 millones con un plazo total de hasta cinco años. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

22.8 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 que han sido reaseguradas dentro del programa regional de seguros de EECL, pero que han sido legalmente constituidas en Chile con una aseguradora local. 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. EECL dispone de límites adicionales para los riesgos de la naturaleza. Las principales ventajas de participar del programa regional de seguros de EECL (que incluye compañías de energía del grupo ENGIE en Chile, Brasil, Argentina y Perú) son la mayor capacidad de negociación al concentrar demanda en una única póliza (incluyendo durante los reclamos de los siniestros), la mayor estabilidad en las primas por un efecto portafolio, y el soporte de los expertos en seguros de ENGIE a nivel regional.

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 (carbón, gas natural o bienes), y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarque 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 y equipos electrónicos.

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).

22.9 CLASIFICACIÓN DE RIESGO

Al 31 de diciembre de 2016, 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+	Estable	1º Clase Nivel 2
Fitch Ratings	A+	Estable	1º Clase Nivel 2

Con fecha 11 de julio de 2016, Standard & Poor's ratificó la clasificación de riesgo internacional de ENGIE Energía Chile en BBB con perspectiva estable. Asimismo, el día 13 de julio de 2016, Fitch Ratings ratificó la clasificación de deuda de largo plazo de la compañía en BBB con perspectiva estable en la escala internacional y en A+ en la escala nacional. Fitch Ratings también clasificó las acciones de ENGIE Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2. En diciembre de 2016, Feller Rate confirmó la clasificación de solvencia de la compañía en A+ con perspectiva estable y sus acciones en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 23 – 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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	7.923	2.355
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	61.549	81.156
Dividendos por pagar	6.069	6.968
Facturas por Recibir por compras Nacionales	58.465	41.369
Facturas por Recibir por compras Extranjeros	23.966	22.868
TOTAL	157.972	154.716

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

NOTA 24 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Provisión de Vacaciones	5.557	4.448
Provisión Bonificación Anual	6.573	7.971
Descuentos Previsionales y de Salud	696	734
Retención Impuestos	431	370
Otras Remuneraciones	6.910	4.588
TOTAL	20.167	18.111

NOTA 25 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
IVA débito fiscal	595	6.983
Impuestos de retención	766	722
Ingresos anticipados	8	8
Ingreso anticipado contrato GTA con Solgas S.A. (1)	264	264
Total	1.633	7.977

(1) Producto de la venta de la filial Solgas S.A., 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.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Otros Pasivos no Financieros no Corrientes		
Ingresos Garantía (1)	5.012	5.026
TOTAL	5.012	5.026

(1) Indemnización compensatoria en repuestos entregados para futuras mantenencias debido al atraso en la entrega de unidad térmica (CTM 2) y Central Tamaya; los que se encuentran registrados en el Rubro Inventarios (Ver Nota N° 11)

NOTA 26 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Otras Provisiones No Corriente		
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	1.501	2.278
Movimiento	(267)	(777)
Subtotal	1.234	1.501
(1) Ver Nota 40.5.1		
Seguro Desgravamen		
Saldo inicial	17	19
Movimiento	(17)	(2)
Subtotal	0	17
Inspección General Unidades		
Inspección General CTA	3.099	3.099
Inspección General CTH	3.099	3.099
Subtotal	6.198	6.198
Contrato GTA		
Saldo Inicial	1.787	1636
Movimiento	(265)	151
Subtotal	1.522	1.787
TOTAL	8.954	9.503

NOTA 27 – 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	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	240	292
TOTAL	240	292

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Saldo Inicial	292	433
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	9	11
Costo Beneficio del Plan Definido	12	14
Pagos del Periodo	(72)	(84)
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(1)	(82)
TOTAL	240	292

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	11	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	13	14	Egresos ordinarios y gastos de administración
TOTAL	25	25	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 28 – 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 2016.

	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Otras Reservas del Patrimonio		
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	(3.708)	(18.806)
TOTAL	323.335	308.237

(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.

28.1 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 Superintendencia de Valores y Seguros, 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 2016 y 2015, fue de kUSD 254.830 y kUSD 94.169, respectivamente.

El 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

El 29 de septiembre de 2015 el directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de kUSD 13.500.

El 16 de diciembre de 2015 el directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de kUSD 8.000.

El 26 de abril de 2016 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2015, por la cantidad total de kUSD 6.751.

El 26 de abril de 2016 el directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 por la cantidad total de kUSD 63.600.

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 2016 y 2015, con cargo a utilidades acumuladas, la suma de kUSD 76.449 y kUSD 28.251 respectivamente.

	31/12/2016 kUSD
Dividendos	
Reverso provisión 30% legal año 2015	28.251
Pago dividendos	(28.251)
Pago dividendos provisorios 2016	(63.600)
Provisión 30% legal año 2016	(12.849)
TOTAL DIVIDENDOS	(76.449)

	31/12/2015 kUSD
Dividendos	
Provisión 30% legal año 2014	19.681
Pago dividendos	(19.681)
Dividendo provisorio	(13.500)
Provisión dividendo provisorio	(8.000)
Provisión 30% legal año 2015	(6.751)
TOTAL DIVIDENDOS	(28.251)

28.2 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 29 – PARTICIPACION NO CONTROLADORAS

El siguiente es el detalle de las participaciones de la no controladora al 31 de diciembre de 2016 y de 2015.

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	
			31/12/2016 %	31/12/2015 %	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	40,00%	40,00%	83.641	96.326	3.746	6.380
76.248.882-5	Cobia del Desierto de Atacama SpA (1)	Chile	0	30,00%	0	(1)	0	(11)
TOTAL					83.641	96.325	3.746	6.369

Dividendos Participación no Controladora	31/12/2016 kUSD
Total dividendos	41.075
Pago atribuible al controlador (ENGIE)	(24.645)
TOTAL DIVIDENDOS ATRIBUIBLE A LA PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA	16.430

(1) Con fecha 20 de junio de 2016, EECL vendió su participación en Cobia del Desierto de Atacama SpA.

NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS ORDINARIOS

Ingresos Ordinarios	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Ventas de energía y potencia	878.067	946.279
Venta y transporte de gas	11.159	104.870
Venta de Combustible	2.934	619
Venta de peajes	51.286	54.178
Arriendo instalaciones	308	2.887
Servicios Portuarios	10.409	10.578
Otras ventas	13.281	23.286
TOTAL	967.444	1.142.697

INGRESOS PRINCIPALES CLIENTES

Principales Clientes	31/12/2016	%	31/12/2015	%
Grupo CODELCO	298.364	30,84%	299.314	26,19%
Grupo EMEL	204.130	21,10%	237.644	20,80%
Grupo AMSA (1)	168.013	17,37%	204.118	17,86%
El Abra	59.952	6,20%	90.938	7,96%
Grupo GLENCORE	60.117	6,21%	61.999	5,43%
Otros clientes	176.868	18,28%	248.684	21,76%
TOTAL VENTAS	967.444	100,00%	1.142.697	100,00%

(1) Minera Zaldivar SpA, Minera Michilla SpA, Centinela y Antucoya son operadas por el Grupo AMSA.

Servicios	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Ventas de energía y potencia	878.067	946.279
Otros ingresos	89.377	196.418
TOTAL VENTAS	967.444	1.142.697

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA

COSTOS DE VENTA

Costos de Venta	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Costos de combustibles y lubricantes	315.316	367.886
Costos de energía y potencia	132.880	137.228
Sueldos y salarios	26.151	27.302
Beneficios anuales	10.775	10.676
Otros beneficios del personal	13.467	10.713
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	10.190	68.006
Transporte de Gas	4.663	3.514
Servicio Muelle	17.710	17.681
Servicios de Mantenición y Reparación	11.472	18.732
Servicios de Terceros	11.251	19.068
Asesorías y Honorarios	1.175	1.565
Operación y Mantenimiento Gasoductos	3.734	4.945
Costo Peaje	45.191	33.760
Depreciación propiedad, planta y equipo	116.284	116.003
Depreciación repuestos	1.511	2.339
Amortización Intangibles	17.204	17.300
Contribuciones y patentes	2.443	3.922
Seguros	14.374	15.509
Otros egresos	34.885	48.552
TOTAL	790.687	924.712

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Arriendos	370	367
Venta de agua	2.172	2.252
Venta de propiedades, planta y equipo	16.514	31
Venta de materiales	33	61
Venta filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (Nota 15)	186.707	0
Ingresos por créditos de fuente extranjera	0	1.692
Otros Ingresos	2.566	6.313
TOTAL	208.362	10.716

NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Gastos de Administración	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Sueldos y salarios	11.720	11.940
Beneficios anuales	3.145	3.756
Otros beneficios del personal	890	4.352
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	6.896	15.827
Honorarios	414	1.248
Depreciación propiedad, planta y equipo	4.548	2.536
Contribuciones y patentes	145	201
Seguros	49	76
Otros	7.537	12.137
TOTAL	35.358	52.087

NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL

GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Sueldos y salarios	37.871	39.242
Beneficios anuales	13.920	14.432
Otros beneficios del personal	14.357	15.065
Obligaciones post empleo	25	25
TOTAL	66.173	68.764

NOTA 35 – OTROS GASTOS

OTROS GASTOS

Otros Gastos	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Provisión Incobrables	144	62
Baja por Venta de Propiedades, Planta y Equipo	2.305	0
Baja de Propiedades, Planta y Equipo	2.520	0
Baja Activos Unidad 16	8.797	0
Deterioro Económico	23.687	0
Gastos Proyectos Desarrollo	5.900	0
Multas Fiscales	38	2
TOTAL	43.391	64

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS

INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Intereses financieros	2.069	1.957
Intereses financieros leasing	10	180
Intereses por operaciones swap	61	403
TOTAL	2.140	2.540

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS

COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Intereses Financieros	26.727	37.223
TOTAL	26.727	37.223

NOTA 38 – 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 2016 y 2015.

Diferencias de Cambio	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
ACTIVOS			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(16.545)	1.114
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	7.621	878
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	61	(222)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	UF	5.105	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	4.588	(7.807)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	76	129
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	(11)	(6)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	YEN	(7)	855
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	1	(108)
Activos por Impuestos Corrientes	CLP	24	24
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(381)	(1.103)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	UF	2.706	0
Otros Activos No Financieros	CLP	265	(1.324)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(223)	(381)
Otros Activos No Financieros	EUR	(63)	(669)
Otros Activos No Financieros	GBP	0	(4)
Otros Activos No Financieros	YEN	30	(192)
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(22)	(3.960)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	1	(3)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No corriente	CLP	116	0
Otros Activos, Corrientes	CLP	(12)	(32)
Otros Activos, Corrientes	Peso Argentino	0	(5)
TOTAL ACTIVOS		3.330	(12.816)
PASIVOS			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	(202)	2.064
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(742)	(60)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	156	226
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	(606)	(306)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(25)	(161)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	18	82
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	0	0
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	209	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	0	(37)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	(116)	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	580	942
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	23	44
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(728)	1.314
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	(20)	128
Otras Provisiones	CLP	0	3
Otras Provisiones	Peso Argentino	269	787
TOTAL PASIVOS		(1.184)	5.026
TOTAL DIFERENCIAS DE CAMBIO		2.146	(7.790)

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	254.830	94.169
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	254.830	94.169
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA	USD 0,242	USD 0,089

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas al 31-12-2016	Número de Acciones	Participación
ENGIE Chile S.A.	555.769.219	52,76%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	28.896.999	2,78%
Banco Itaú Corpbanca por cuenta de Inversionistas extranjeros	28.220.594	2,36%
Moneda S.A. AFI para Pionero Fondo de Inversión	25.416.000	2,13%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	22.382.859	2,09%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	19.328.572	2,08%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	18.951.964	1,88%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo B	18.403.065	1,75%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	18.248.613	1,73%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo C	17.775.415	1,69%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo C	17.181.291	1,63%
AFP Capital S.A Fondo Tipo C	16.566.969	1,57%
Otros accionistas	266.168.216	25,55%
TOTAL	1.053.309.776	100,00%

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

40.1 GARANTÍAS DIRECTAS

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	34.039	17.165
Director General del Territorio Marino	Póliza de Garantía	1.810	2.451
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Director Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	0	46
Innova Chile	Boleta de Garantía	0	37
Goodyear de Chile SAIC	Boleta de Garantía	0	11
Soc. Contractual Minera Atacama Kozan	Boleta de Garantía	0	11
ENAP Refinerías S.A.	Boleta de Garantía	0	20.765
SQM S.A.	Boleta de Garantía	0	950
Cementos Bicentenario S.A.	Boleta de Garantía	150	0
CGE Distribución S.A.	Boleta de Garantía	4.589	0
Clinica Las Condes S.A.	Boleta de Garantía	151	0
Indura S.A.	Boleta de Garantía	20	0
TOTAL		42.259	42.936

No se cuenta con activos comprometidos.

40.2 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	
		31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Banco Chile	Aval y Fianza Solidaria	56.000	56.000
Banco BCI *	Aval y Fianza Solidaria	2.441	10.000
Banco Santander **	Aval y Fianza Solidaria	sin tope	sin tope
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	273.423	261.760
Ing. y Contruc. Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	320.240	305.867
TOTAL		652.104	633.627

* Aval y fianza solidaria en favor del Banco BCI por el valor de mercado de los instrumentos de derivados (forward) por hasta kUSD 10.000 con contragarantía de Red Eléctrica Internacional S.A. por kUSD 5.000

** Aval y fianza solidaria en favor del Banco Santander por el valor de mercado de los instrumentos de derivados (forward) por hasta un 50% del valor de éstos.

40.3 CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Nombre		31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
A FAVOR DE ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.062	65
Fuel Tech	Garantía fiel cumplimiento contrato	357	2.876
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	206	194
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	328	348
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	217.121	103.734
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.726	0
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	463
B.Bosch S.A.	Garantizar período de garantía	469	1.485
Red Eléctrica Chile SpA	Contragarantía	28.000	0
Red Eléctrica Internacional S.A.	Contragarantía	5.000	0
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.968	1.804
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	239
Accion Energía Chile S.A.	Garantía	670	0
ABB S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	455	0
Recycling Innovation and Technologies	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.000	2.000
Varios	Cumplimiento de contratos en general	3.860	2.079
Sub total		264.222	115.287
A FAVOR DE ELECTROANDINA S.A.			
Soc.Marítima Somarco Ltda.	Contrato servicios cancha carbón y puerto	0	193
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	400	400
Adecco Administración y Servicios Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	147	139
Varios	Cumplimiento de contratos en general	23	8
Sub total		570	740
A FAVOR DE CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.			
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	157	144
Emp. Constructora Belfi S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	26.184	24.429
Varios	Cumplimiento de contratos en general	127	96
Sub total		26.468	24.669
A FAVOR DE INVERSIONES HORNITOS S.A.			
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	157	144
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	52	0
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	114	131
Sub total		323	275
TOTAL		291.583	140.971

40.4 RESTRICCIONES

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.

40.5 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) 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 atenderse 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 de 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 1.233.735,71 al 31 de diciembre de 2016 y de USD 1.500.909 al 31 de diciembre de 2015.

2) Modificaciones a las condiciones generales para el transporte de gas natural a Chile

En el mes de octubre de 2013, la Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. (NAA) y su cliente chileno, Gasoducto Nor Andino S.A. (GNA), celebraron un acuerdo transaccional por diferencias referidas a la prestación de los servicios, acordando que el contrato se modificará estableciendo que a partir del 1 de enero de 2014 y hasta el 30 de septiembre de 2019, ambos inclusive, se prestará un servicio a firme por 1.450.000 m3/día y un servicio de transporte interrumpible hasta una Cantidad Máxima Diaria de 2.850.000 m3/día. Asimismo, acordaron que a partir del 1 de enero de 2014, GNA tendrá la opción de incrementar la Capacidad Reservada hasta un máximo total de 4.300.000 m3/día notificando con 180 días de anticipación. Finalmente, las partes acordaron que, si por efecto de la evolución de costos o la realidad cambiaria en Argentina, la ecuación económica de las Condiciones Generales existente a la fecha de la presente resulta alterada en perjuicio de NAA, GNA se compromete a incrementar la remuneración de los servicios de transporte bajo las Condiciones Generales de forma tal de restablecer dicha ecuación.

NOTA 41 – DOTACION

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, 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 2016	TOTAL AÑO 2015
Generación	187	390	3	580	590
Transmisión	33	66	1	100	110
Administración y Apoyo	125	81	0	206	202
TOTAL	345	537	4	886	902

NOTA 42 – SANCIONES

En el ejercicio 2016 y 2015, la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros.

NOTA 43 – 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 logrando mantener la certificación en la última auditoría de mantención de la certificación realizada durante junio 2016.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos solares, microalgas y biomasa, ya sea en forma individual o con la formación de consorcios con universidades y otras empresas.

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 2016 y 2015, la Sociedad ha hecho desembolsos por kUSD 145 y kUSD 94 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Asesorías Medioambientales	33	19
Filtros de Mangas en Unidades de Mejillones	2.769	3.173
Filtros de Mangas en Unidades 12-13-14 y 15 de Tocopilla	0	8.163
Otras Mejoras Medioambientales	0	1.232
TOTAL	2.802	12.587

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 2011. 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 continuo de emisiones.

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 para gases, se han implementado y puesto en operación sistemas de abatimiento, los cuales complementan los ya existentes para el material particulado. A la fecha todas las unidades carboneras de Central Tocopilla y Central Mejillones cuentan con 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
- Quemadores de Baja emisión de NO_x para las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Actualmente, todas las unidades carboneras y de Gas de generación cuentan con CEMS certificados por la SMA y se ha iniciado el proceso de revalidación anual de estos equipos.

En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidades de respaldo) y dado su despacho discontinuo, se ha comunicado al CDEC-SING que estas unidades no operarán más del 10% de las horas del año para eximirse del cumplimiento del límite de emisión de NO_x. No obstante, sus emisiones se estiman en forma horaria mediante el uso de métodos alternativos y se reportan a las autoridades ambientales.

Las fiscalizaciones ambientales efectuadas a la fecha por la SMA y las autoridades sectoriales con competencia ambiental no ha identificado no conformidades en terreno, quedando pendiente la emisión final del reporte de fiscalización. La Sociedad no tiene procesos de sanción.

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2016, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes kUSD	Activos no Corrientes kUSD	Total Activos kUSD	Pasivos Corrientes kUSD	Pasivos no Corrientes kUSD	Total Pasivos kUSD	Ingresos Ordinarios kUSD	Ganancia (Pérdida) Neta kUSD
96.731.500-1	Electroandina S.A.	100,00%	14.716	39.171	53.887	3.559	0	3.559	16.402	(994)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	7.446	119.583	127.029	6.441	40.063	46.504	33.635	4.427
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	13.846	74.979	88.825	4.059	25.336	29.395	16.367	673
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	61.151	680.670	741.821	81.005	406.018	487.023	142.400	33.351
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	1.838	40	1.878	232	0	232	3.020	659
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	54.351	371.119	425.470	32.652	183.715	216.367	122.133	9.364

Al 27 de enero de 2016 EECL vendió el 50% del Patrimonio de su filial TEN

La información financiera al 31 de diciembre de 2015 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes kUSD	Activos no Corrientes kUSD	Total Activos kUSD	Pasivos Corrientes kUSD	Pasivos no Corrientes kUSD	Total Pasivos kUSD	Ingresos Ordinarios kUSD	Ganancia (Pérdida) Neta kUSD
96.731.500-1	Electroandina S.A y filial	100,00%	18.433	41.306	59.739	3.183	0	3.183	17.195	1.031
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	75.229	128.833	204.062	21.960	42.474	64.434	71.400	35.821
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	14.547	82.842	97.389	8.522	27.254	35.776	15.977	(1.973)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	76.628	652.828	729.456	45.905	463.404	509.309	127.585	8.290
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	1.699	59	1.758	665	0	665	3.165	574
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	68.367	389.792	458.159	31.474	185.871	217.345	130.270	15.950
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	99,99%	40.024	202.094	242.118	187.190	1.993	189.183	0	2.215

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2017 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.

Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

Rut	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2016			Porcentaje de Participación Año 2015		
				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 Termoelectrónica 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
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000	0,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

Tipo de Relación	Rut	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31/12/2016 Directo	31/12/2015 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	100,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	275.435	140.234
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	2.483	4.723
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	318	0
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	40	414
Activos por impuestos corrientes	\$ no reajutable	0	208
Activos por impuestos corrientes	USD	36.148	38.861
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	124.250	135.756
Inventarios corrientes	USD	52.886	37.740
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	130	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	341	1.719
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	5.549	3.340
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	Peso Argentino	4	0
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	9.547	2.490
Otros activos no financieros	USD	22.667	15.345
Otros activos no financieros	UF	0	9
Otros activos no financieros	Peso Argentino	2.347	2.120
Otros activos no financieros	Euro	55	3.328
Otros activos no financieros	Otras Monedas	186	875
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	87.254	110.137
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	11.247	10.589
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	30	74
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	34	14
OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTE	USD	3.281	3.083
Activos corrientes disponibles para la venta	USD	0	247.879
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	230	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	18	17
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	33.913	0
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	2.973	3.114
Otros activos no financieros no corriente	USD	10.937	17.714
Activos por impuestos diferidos	USD	42.901	43.120
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	83.350	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	272.653	289.857
Plusvalía	USD	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	USD	2.206.772	1.972.680
Otros activos financieros no Corriente	USD	0	54
Subtotal	USD	3.159.075	2.945.143
	\$ no reajutable	150.630	156.880
	Euro	373	3.328
	UF	389	1.819
	Peso Argentino	2.425	2.548
	Otras Monedas	186	875
ACTIVOS, TOTAL		3.313.078	3.110.593

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda	Hasta 90 días		90 días a 1 año	
		31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD	31/12/2016 kUSD	31/12/2015 kUSD
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	\$ no reajutable	72	0	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	USD	30.164	16.121	55	55
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Peso Argentino	95	0	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF	109	0	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Euro	105	0	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	2.134	789	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	USD	0	21.406	62.244	0
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	1.281	6.983	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	80	0	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	272	994	0	0
Pasivos corrientes disponibles para la venta	USD	0	35.289	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	10.460	11.374	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	44.534	46.104	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	1.370	2.585	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	458	118	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	94.746	85.438	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	4.437	6.339	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	1.967	2.801	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	20.167	18.111	0	0
Otros pasivos financieros	USD	16.400	16.548	1.033	2.453
Subtotales	USD	141.582	175.796	63.332	2.508
	\$ no reajutable	66.054	71.198	0	0
	Euro	10.565	11.374	0	0
	UF	4.546	6.339	0	0
	Yen	1.967	2.801	0	0
	Peso Argentino	2.767	907	0	0
Otras Monedas	1.370	2.585	0	0	
PASIVOS CORRIENTES, TOTAL		228.851	271.000	63.332	2.508

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Otros pasivos no financieros	USD	5.012	5.026	0	0	0	0
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	16.571	17.523	17.523	17.523	234.238	219.693
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	660	660	92	348	0	0
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	815	14.920	345.557	0	385.067	726.226
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	240	292
Otras provisiones no corrientes	\$ no reajutable	0	0	0	0	0	17
Otras provisiones no corrientes	USD	6.727	6.705	529	507	464	773
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	1.234	1.501	0	0	0	0
Subtotal	USD	29.785	44.834	363.701	18.378	619.769	946.692
	\$ no reajutable	0	0	0	0	240	309
	Peso argentino	1.234	1.501	0	0	0	0
PASIVOS NO CORRIENTES, TOTAL		31.019	46.335	363.701	18.378	620.009	947.001

/ANÁLISIS RAZONADO

ENGIE ENERGIA CHILE REPORTÓ UN EBITDA DE US\$285 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$255 MILLONES EN EL AÑO 2016

El EBITDA alcanzó US\$66,4 millones en el cuarto trimestre del año, con una mejora interanual de 3,1 puntos porcentuales en el margen EBITDA. En tanto, el resultado neto del cuarto trimestre registró una pérdida de us\$5,7 millones, asociada a partidas no recurrentes.

- Los ingresos operacionales alcanzaron los US\$967,4 millones en 2016, disminuyendo un 15% en comparación con el año anterior, manteniendo la tendencia mostrada a lo largo del año. El retroceso se debió principalmente a un menor precio promedio monómico, tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales están indexadas las tarifas, y la marcada disminución del negocio de venta de gas natural.
- El EBITDA para el año 2016 llegó a los US\$284,8 millones, con un margen EBITDA de 29,4%, superior en 2,1 puntos porcentuales al año anterior. Aunque el EBITDA retrocedió 9%, producto principalmente de menores ventas de gas y mayores costos de reducción de emisiones, se destaca el esfuerzo de control de costos de la compañía, con una reducción de US\$11,7 millones en gastos de administración y ventas con respecto al año anterior.
- La utilidad neta para el año 2016 alcanzó US\$254,8 millones, un aumento considerable con respecto a 2015, debido principalmente a la venta del 50% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte "TEN".

	4T15	4T16	Var %	12M15	12M16	Var %
Total ingresos operacionales	273,5	249,6	-9%	1.142,7	967,4	-15%
Ganancia operacional	29,2	30,5	4%	174,8	145,2	-17%
EBITDA	64,2	66,4	3%	312,9	284,8	-9%
Margen EBITDA	23,5%	26,6%	+3,1 pp	27,4%	29,4%	+2.1pp
Total resultado no operacional	(6,2)	(23,2)		(40,7)	192,8	
Ganancia después de impuestos	23,6	(3,8)		100,5	258,6	157%
Ganancia atribuible a los controladores	21,8	(5,7)		94,2	254,8	171%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,8	1,9	8%	6,4	3,7	-41%
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,021	(0,005)		0,089	0,242	171%
Ventas de energía (GWh)	2.414	2.255	-7%	9.380	9.166	-2%
Generación neta de energía (GWh)	2.134	1.694	-21%	8.359	7.796	-7%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	328	637	94%	1.222	1.697	39%

HECHOS DESTACADOS

CUARTO TRIMESTRE DE 2016

- **Nuevo coordinador:** El 1 de enero de 2017 entró en operación el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad que administrará el Sistema Eléctrico Nacional y cuya conformación es el resultado de la integración de los dos centros de despacho económicos de carga ("CDEC-SIC" y "CDEC-SING") que funcionan desde la década del noventa, y que dieron paso a la nueva institucionalidad.

- **Cierre Project Finance TEN:** Con fecha 6 de diciembre, tras varios meses de intensas negociaciones, TEN suscribió un crédito a más de quince años con múltiples tramos, tanto en dólares como en moneda local, con diez instituciones financieras nacionales y extranjeras para financiar el desarrollo y la construcción del proyecto de transmisión Mejillones-Cardones de 500 KV, que conectará los sistemas eléctricos del Norte Grande (SING) y Central (SIC). Los montos comprometidos bajo los tramos senior en dólares y pesos alcanzaron un total equivalente a US\$745 millones a los tipos de cambio del día de la firma del crédito. Además, el contrato de crédito incluye un tramo de financiamiento de IVA durante la construcción, el que asciende al equivalente a US\$110 millones. El día 16

ENGIE Energía Chile S.A. ("EECL") participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el transporte de gas natural en el norte de Chile. EECL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 31 de diciembre de 2016, mantenía un 38% de la capacidad de generación instalada del SING. La firma provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. Actualmente, las acciones de EECL pertenecen en un 52,76% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,24% restante se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.engie-energia.cl

de diciembre tuvo lugar el primer desembolso bajo el financiamiento, por un total de aproximadamente US\$457 millones, de los cuales US\$171 millones se destinaron al repago de créditos otorgados por ENGIE Energía Chile para financiar la construcción del proyecto. Este financiamiento se encuentra garantizado con hipotecas y prendas sin desplazamiento sobre la mayor parte de los activos y contratos relevantes del proyecto, así como con prendas sobre todas las acciones de TEN. Cabe destacar que este contrato fue reconocido a nivel internacional por la revista Project Finance Internacional (PFI) como el mejor financiamiento del año a proyectos del rubro energía en América Latina "Latam Power Deal of the Year".

- **Falla Unidad 16:** Durante el mes de noviembre, en el proceso de inspección realizado en un mantenimiento programado, se detectó una falla en piezas de la turbina a gas de la unidad 16 de la Central Tocopilla. El impacto en los resultados del ejercicio 2016, después de impuestos, antes de cualquier indemnización de seguros, es del orden de US\$9,5 millones. La referida unidad estuvo fuera de servicio hasta el día 16 de enero de 2017.
- **Ratificación de la clasificación de riesgo nacional (Feller Rate):** La agencia de clasificación de riesgo, Feller Rate, confirmó en diciembre la clasificación de solvencia de la compañía en 'A+' y ratificó la clasificación de sus acciones en 'Primera Clase Nivel 2'.

TERCER TRIMESTRE DE 2016

- **Llamado a JEA:** Por acuerdo del Directorio de ENGIE Energía Chile (EECL), se citó a Junta Extraordinaria de Accionistas, para el día 28 de octubre de 2016, con objeto de pronunciarse -en el contexto del financiamiento del proyecto TEN- acerca de la constitución de prendas sobre las acciones de TEN que mantiene EECL.
- **Ministro Energía visita obras de TEN:** Una visita para inspeccionar en terreno los avances del proyecto de interconexión de los sistemas Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), que lleva adelante Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), realizó el 20 de septiembre el Ministro de Energía, Máximo Pacheco junto a autoridades regionales, ejecutivos de TEN, Red Eléctrica Internacional y ENGIE Energía Chile, destacando que la obra contaba a la fecha con un 60% de avance global.
- **Ingreso al SEA del proyecto Las Arcillas:** ENGIE Energía Chile ingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Biobío el proyecto "Central a Gas Natural Las Arcillas", en la comuna de Pemuco, sector de Chequenes. El proyecto que se somete a evaluación ambiental considera la central de generación de energía, un gasoducto y una línea de transmisión.
- **Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01:** El miércoles 17 de agosto se realizó el acto público de adjudicación de la Licitación de Suministro Eléctrico 2015/01, que ofreció 12.430 GWh/año de energía y que abastecerá las necesidades de electricidad de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING por 20 años a partir del año 2021. El 27 de julio, 84 empresas presentaron sus ofertas económicas y administrativas en esta subasta que consideró 5 Bloques de Suministro, equivalente a aproximadamente un tercio del consumo actual de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados SIC y SING. El precio medio de adjudicación de la energía fue de 47,6 US\$/MWh.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

- **Ratificación de la clasificación de riesgo internacional (Standard & Poor's y Fitch Ratings):** Las agencias de clasificación de riesgo, Standard & Poor's y Fitch Ratings, confirmaron a mediados de julio la clasificación 'BBB' internacional con perspectiva estable para ENGIE Energía Chile. Simultáneamente, Fitch Ratings también confirmó la clasificación en escala nacional de la compañía en 'A+(cl)' y le asignó clasificación nacional de acciones en 'Primera Clase Nivel 2'.
- **Gobierno promulga nueva Ley de Transmisión Eléctrica:** El lunes 11 de julio se llevó a cabo el acto oficial de Gobierno en el que se promulgó la nueva Ley de Transmisión Eléctrica. El objetivo central del proyecto aprobado y promulgado es lograr que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo, que facilite el transporte de energía de fuentes limpias a los centros de consumo, y que contribuya a disminuir los precios de la energía para los hogares y las empresas, posibilitando más competencia y la incorporación de nuevos actores. Los principales contenidos de la nueva Ley de Transmisión Eléctrica son: i) nueva definición funcional de los sistemas de transmisión; ii) planificación energética y de la expansión de la transmisión; iii) remuneración del sistema de transmisión; iv) definición de trazados; v) acceso abierto; vi) seguridad del sistema eléctrico y; vii) creación de un coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- **Renovación de contrato de suministro con Minera El Abra:** El viernes 1 de julio, a través de un Hecho Esencial, ENGIE Energía Chile informó que se firmaron dos contratos de suministro de electricidad con la minera por un total de 110 MW y por un plazo de 11 años a partir de enero de 2018. Con esto, la Compañía continuará abasteciendo de energía a uno de los principales yacimientos de cobre del país, ubicado en la Región de Antofagasta, y que hoy pertenece en un 51% al grupo estadounidense Freeport-McMoRan y en el 49% restante a Codelco.
- **Adopción de nueva razón social:** ENGIE Energía Chile S.A. (antes denominada E.CL S.A), comunicó que a partir del día 15 de junio de 2016, se hizo efectivo el cambio de razón social de la compañía, acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2016.
- **Pago de dividendos:** El día 26 de Mayo, EECL pagó el dividendo definitivo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas y el dividendo provisorio aprobado por el directorio de la Sociedad el día 26 de abril pasado, alcanzando ambos la suma total de US\$70.350.604.

PRIMER TRIMESTRE DE 2016

- **Junta Ordinaria de Accionistas:** En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A. celebrada el martes 26 de abril de 2016, se adoptaron los siguientes acuerdos:

a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.

b) Elegir como directores titulares de la Sociedad a las personas que a continuación se indican: i) Philip de Cnudde; ii) Pierre Devillers; iii) Daniel Pellegrini; iv) Hendrik De Buyserie; v) Mauro Valdés Raczynski; vi) Emilio Pellegrini Ripamonti; y vii) Cristián Eyzaguirre Johnston. Se designaron además los respectivos directores suplentes: i) Dante Dell'Elce; ii) Patrick Obyn; iii) Willem van Twembeke; iv) Pablo Villarino Herrera; v) Gerardo Silva Iribarne; vi) Fernando Abara Elías; y vii) Joaquín González Errázuriz.

c) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.

- **Junta Extraordinaria de Accionistas:** En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por "ENGIE Energía Chile S.A.", aprobando para ese efecto la modificación de los estatutos sociales.

- **Dividendo provisorio:** El Directorio de ENGIE Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,0603810972 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, 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. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja y la utilidad neta del primer trimestre de 2016 en ENGIE Energía Chile S.A.

- **Venta del 50% de TEN:** El día 27 de enero se materializó la venta del 50% de las acciones del proyecto TEN a Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación S.A. Como producto de la venta, EECL recibió el precio de US\$218 millones por las acciones más el importe correspondiente al 50% de los avances otorgados por EECL a TEN para financiar el avance del proyecto desde el inicio de su construcción. Con esto, EECL recibió recursos por US\$303 millones que la Compañía destinará en su mayor parte a financiar los proyectos en curso. La venta del 50% de las acciones de TEN tuvo un impacto positivo no-recurrente de US\$148 millones en la utilidad neta después de impuestos de EECL.

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS

Al 31 de diciembre de 2016 se tiene que:

i. **Infraestructura Energética Mejillones:** Este proyecto de carbón pulverizado de 375 MW de potencia bruta se encuentra avanzando de acuerdo a cronograma y presupuesto. El contratista principal bajo modalidad llave en mano es S.K. Engineering and Construction (Corea) ("SKEC"). Los principales sub-contratistas de SKEC son Salfa para obras civiles, Belfi para obras marítimas y SEIL (Corea) para el montaje de la caldera. Se encuentran en progreso la construcción de la estructura para sostener la caldera y del edificio para la turbina de vapor. Asimismo, las obras civiles de la sala de control, así como las excavaciones para las estructuras de toma y descarga de agua y otros sistemas auxiliares, continúan avanzando. Se alzó y ubicó en su posición el domo de la caldera y cuatro silos de carbón se encuentran instalados. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$896 millones (sin el puerto), de los cuales al 31 de diciembre de 2016 se había desembolsado un total de US\$331,5 millones sin contar los intereses activados en el proyecto. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 57%.

ii. **Nuevo puerto:** Su construcción está a cargo de Belfi, y tiene como fecha de entrega septiembre de 2017, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$79 millones. El proyecto presenta un grado de avance general del orden del 58%.

iii. **TEN:** Este proyecto dejó de consolidarse en los estados financieros de EECL debido a la venta del 50% de su propiedad, quedando bajo control conjunto con Red Eléctrica Chile, una filial de Red Eléctrica Corporación de España. El proyecto también se encuentra avanzando de acuerdo a presupuesto y avanza según cronograma en su camino crítico, presentando a la fecha un progreso de 75%. Las fundaciones, las obras civiles y el montaje de las subestaciones, presentan distintos grados de avance, con los reactores y primeros transformadores ya recibidos en terreno y en curso de montaje. Asimismo, las torres se encuentran en distintas etapas de construcción (obras civiles, pruebas, despacho de materiales y montaje) con casi 1.000 torres ya montadas. La totalidad de los derechos de paso se encuentran acordados y se han obtenido más del 90% de las concesiones eléctricas. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$827 millones, de los cuales a la fecha ya se han pagado US\$464 millones y se espera que entre en operaciones en septiembre de 2017. Para financiar el proyecto, la compañía cerró exitosamente un financiamiento bancario de largo plazo del tipo "Project Finance" con diez instituciones financieras nacionales e internacionales.

Cabe recordar que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Nueva Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA, al cual el proyecto TEN deberá conectarse en su extremo sur. Interchile ha comunicado posibles retrasos en la construcción del segmento sur de su proyecto. En su extremo norte, TEN se conectará al proyecto IEM y, para comenzar a recibir ingresos troncales, TEN deberá conectarse al SING a través de una nueva línea de transmisión de 3 kilómetros de longitud, que unirá las subestaciones Changos y Kapatur. Tanto esta línea como la línea Changos-Nueva Crucero-Encuentro de 140 kilómetros, fueron adjudicadas a Transelec. Esta última firmó un contrato llave en mano con EECL para la construcción de la línea Changos-Kapatur.

ANTECEDENTES GENERALES

ENGIE Energía Chile (en adelante EECL) opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad a la zona norte y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diésel y un creciente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Costo Marginal Crucero 220 kV (En US\$/MWh)

Periodo	2015	2016	% variación año c/A
1T	49,3	48,8	-1%
2T	58,4	70,3	20%
3T	55,9	65,2	17%
Octubre	71,8	47,5	-34%
Noviembre	73,9	60,3	-18%
Diciembre	50,2	80,6	61%
4T	65,2	62,8	17%
Año	57,2	61,8	8%

Costo Promedio de Operación (SING) (En US\$/MWh)

Periodo	2015	2016	% variación año c/A
1T	47,6	34,3	-28%
2T	49,1	37,0	-25%
3T	46,1	35,9	-22%
Octubre	43,2	35,3	-18%
Noviembre	40,2	37,7	-6%
Diciembre	36,2	37,0	2%
4T	39,9	36,6	-8%
Año	45,7	36,0	-21%

En el primer trimestre de 2016, los costos marginales mostraron un nivel muy similar a igual periodo del año anterior, promediando US\$48,8/MWh. Sin embargo, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron una caída de dos dígitos, a consecuencia del menor costo de combustibles utilizados en el sistema.

En el segundo trimestre de 2016, el costo marginal se elevó un 20% en comparación con igual trimestre del año anterior, superando los US\$100/MWh en la mayor parte de la última quincena de junio. Respecto a los costos promedios de operación del sistema, éstos se mantuvieron en niveles inferiores a US\$40/MWh, reflejando que gran parte de la energía del sistema fue producida por energía eficiente (~90% de la energía del 2T fue producida por ERNC+ Gas + Carbón). La razón de esta aparente dicotomía es que, si bien la mayor parte de la generación se obtuvo a partir de fuentes económicamente eficientes, en ambos períodos hubo generación más cara. Producto del cambio de regulación explicado en los párrafos siguientes, esta generación más cara sí determinó el costo marginal en 2016, mientras que en 2015 no afectó el costo marginal, remunerándose a través del mecanismo de sobrecostos.

En el tercer trimestre de 2016, se mantuvo el alza de dos dígitos en los costos marginales respecto a igual periodo de 2015, aunque mostrando volatilidad dentro del trimestre. El mes de julio concentró dos tercios de la generación del trimestre a diésel, aumentando consecuentemente el costo marginal. En el resto del tercer trimestre hubo un aumento de nivel en generación de carbón (+10,1%), desplazando generación a gas y diésel y reduciendo consecuentemente los costos promedios de operación.

En el cuarto trimestre de 2016, el costo marginal estuvo prácticamente en el mismo nivel, tanto del año anterior como del tercer trimestre. En octubre se registró un bajo costo marginal, asociado a un mix eficiente de producción (sólo 1% de diésel y fuel oil) y a una caída en la demanda debida a un incidente en una faena minera. Sin embargo, diciembre mostró un elevado costo marginal producto de una menor disponibilidad de gas natural, elevando la generación en base a diésel y fuel oil a 5%, lo que coincidió con la mayor demanda minera que habitualmente se registra el último mes del año.

Cabe mencionar que en marzo de 2016 se implementaron los Servicios Complementarios (SSCC) y comenzó a regir un nuevo procedimiento para la determinación del costo marginal. Ambos eventos dejaron obsoleta la Resolución Exenta 39 del año 2000 (RM39).

Es necesario destacar que los sobrecostos que compensaba la RM39 ya no serán calculados por el CDEC-SING. Sin embargo, parte de estos serán reemplazados por los ingresos de los SSCC y el incremento del costo marginal real, como se observa en la tabla precedente.

Por último, los sobrecostos por limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a mínimo técnico seguirán calculándose por el CDEC-SING de acuerdo al DS 130, sin modificación alguna.

Sobrecostos (En millones de US\$)

Periodo	2015		2016		% Variación Año c/A	
	Total	Prorrata EECL	Total	Prorrata EECL	Total	Prorrata EECL
1T	35,8	16,0	9,4	4,8	-74%	-70%
2T	52,3	27,6	13,6	4,5	-74%	-84%
3T	44,5	24,0	8,9	3,9	-80%	-84%
Octubre	10,5	5,5	2,9	1,4	-72%	-75%
Noviembre	10,2	5,3	2,9	1,5	-71%	-72%
Diciembre	6,9	3,6	0,8	0,4	-88%	-89%
4T	27,6	14,4	6,7	3,3	-76%	-77%
Año	160,2	82,0	38,6	16,5	-76%	-80%

En el primer trimestre de 2016 los sobrecostos del sistema disminuyeron 74% interanualmente, totalizando US\$9,4 millones. La caída se debió principalmente a los nuevos factores operacionales de la central Atacama y en menor medida, al menor precio del diésel.

En el segundo trimestre de 2016 los sobrecostos mantuvieron la tendencia bajista, en tanto que la prorrata de EECL se mantuvo bajo los US\$5 millones, disminuyendo su participación en el total.

Para el tercer trimestre de 2016, la tendencia bajista fue algo más pronunciada, retrocediendo un 80% a nivel interanual.

En el cuarto trimestre de 2016, los sobrecostos continuaron descendiendo, manteniéndose sólo en un dígito para el trimestre. Para el año 2016, la prorrata de EECL representó un 43% del total del sistema, alcanzando un total de US\$16,5 millones, una cifra muy por debajo de los US\$82 millones del año anterior.

PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI (US\$/Barril)			Brent (US\$/Barril)			Henry Hub (US\$/MMBtu)			Carbón Europeo (API 2) (US\$/Ton)		
	2015	2016	% Variación Año c/A	2015	2016	% Variación Año c/A	2015	2016	% Variación Año c/A	60,5	39,3	-35%
1T	48,5	33,4	-31%	53,9	34,5	-36%	2,90	1,99	-31%	60,5	39,3	-35%
2T	57,8	45,5	-21%	62,1	46,0	-26%	2,75	2,15	-22%	57,8	48,3	-16%
3T	46,5	44,9	-3%	50,2	45,8	-9%	2,76	2,88	4%	54,1	58,8	9%
4T	42,0	49,2	17%	43,3	50,1	16%	2,12	3,04	44%	46,8	67,9	45%
Año	48,7	43,3	-11%	52,3	44,1	-16%	2,62	2,52	-4%	54,8	53,6	-2%

Fuente: Bloomberg, AIE.

Durante el primer trimestre de 2016, los precios internacionales de los combustibles mostraron un retroceso interanual del orden de 30%.

Para el segundo trimestre de 2016, los precios internacionales de los combustibles continuaron mostrando retrocesos de dos dígitos a nivel interanual. Sin embargo, tuvieron un significativo rebote respecto al trimestre anterior, superando el 30% en el caso del petróleo.

En el tercer trimestre de 2016, el petróleo se mantuvo en niveles similares a los del trimestre inmediatamente anterior, sin embargo el Henry Hub y el carbón mostraron un fuerte aumento de 34% y 22%, respectivamente, superando los últimos días de septiembre el nivel de 3 US\$/MMBtu para el HH y de US\$60/Ton en el caso del carbón.

En el cuarto trimestre de 2016, los combustibles mostraron un alza de dos dígitos a nivel interanual, destacando el gas y el carbón. Respecto al trimestre anterior cabe notar el alza del precio del petróleo y por sobre todo del carbón, el cual llegó a un valor de US\$78/Ton en la segunda semana de noviembre. En cuanto al promedio anual, el gas y carbón retrocedieron un dígito, en tanto el petróleo mostró una caída de dos dígitos.

GENERACIÓN

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SING por tipo de combustible:

Generación Total SING por tipo de combustible (en GWh)

Tipo de Combustible	2015									
	1T 2015		2T 2015		3T 2015		4T 2015		12M 2015	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.549	78%	3.431	73%	3.458	73%	3.738	76%	14.176	75%
GNL	483	11%	605	13%	710	15%	746	15%	2.544	14%
Diesel / Petróleo pesado	305	7%	454	10%	322	7%	177	4%	1.257	7%
Renovable	188	4%	179	4%	216	5%	244	5%	828	4%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%	18.805	100%

Tipo de Combustible	2016									
	1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
Carbón	3.802	78%	3.737	76%	3.807	78%	3.933	81%	15.278	78%
GNL	502	10%	402	8%	524	11%	336	7%	1.763	9%
Diesel / Petróleo pesado	305	6%	468	10%	197	4%	143	3%	1.113	6%
Renovable	278	6%	281	6%	337	7%	416	9%	1.312	7%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.466	100%

Fuente: Bloomberg, AIE.

Fuente: CDEC-SING

En el primer trimestre de 2016, la generación bruta del sistema tuvo un crecimiento anual de 8,0%, influida por el incremento de demanda, tanto de nuevas faenas mineras que iniciaron su operación después del 1T de 2015, como por otras que aumentaron consumo (OLAP y OGP 1 de BHP Billiton, Sierra Gorda, Antucoya y Esperanza). Cabe notar que la potencia máxima del primer trimestre fue de 2.558 MW, un 8,5% superior a la de igual periodo de 2015. El mix de generación entre carbón y gas fue relativamente estable, con un aumento en la contribución de la energía renovable.

En el segundo trimestre de 2016, la generación creció 4,7% con respecto al segundo trimestre de 2015. La potencia máxima llegó a 2.554 MW, que si bien no superó a la del trimestre inmediatamente anterior, mostró un crecimiento de 7,1% a nivel interanual. Respecto al mix de generación, la participación de GNL perdió 5 puntos porcentuales, y fue suplida por carbón y en menor medida por ERNC.

En el tercer trimestre de 2016, la generación bruta creció un 3,4% respecto a igual trimestre de 2015. En tanto, la potencia máxima fue de 2.462 MW, prácticamente el mismo nivel que en el 3T de 2015, pero inferior al del trimestre inmediatamente anterior. En cuanto al mix de generación, el carbón siguió ganando participación, como también la ERNC.

En el cuarto trimestre de 2016, la generación bruta cayó 1,6% con respecto al 4T de 2015. En cuanto a la potencia máxima, esta alcanzó 2.483 MW, con mínima ventaja respecto al cuarto trimestre de 2015. El mix de generación mostró un declive en su componente de gas, a favor de carbón y renovables. Con todo, en el año 2016, la generación bruta mostró un crecimiento de 3,5% en comparación con 2015.

La generación por empresa en el SING ha sido la siguiente:

Generación por Empresa (en GWh)

Tipo de Combustible	2015									
	1T 2015		2T 2015		3T 2015		4T 2015		12M 2015	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
AES Gener	1.536	34%	1.532	33%	1.674	36%	1.864	38%	6.606	35%
Celta	267	6%	263	6%	244	5%	192	4%	966	5%
GasAtacama	276	6%	423	9%	384	8%	289	6%	1.372	7%
EECL (con CTH al 100%)	2.267	50%	2.274	49%	2.195	47%	2.324	47%	9.060	48%
Otros	179	4%	177	4%	209	4%	236	5%	802	4%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%	18.805	100%

Tipo de Combustible	2016									
	1T 2016		2T 2016		3T 2016		4T 2016		12M 2016	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total
AES Gener	1.661	34%	1.968	40%	2.158	44%	2.203	46%	7.990	41%
Celta	257	5%	31	1%	5	0%	22	0%	316	2%
GasAtacama	294	6%	458	9%	156	3%	150	3%	1.057	5%
EECL (con CTH al 100%)	2.411	49%	2.114	43%	2.082	43%	1.854	38%	8.460	43%
Otros	265	5%	316	6%	463	10%	599	12%	1.643	8%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.887	100%	4.888	100%	4.864	100%	4.828	100%	19.466	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el primer trimestre de 2016 EECL aumentó su generación 6,4% en comparación con igual periodo del año anterior, totalizando el 49% de la generación del SING. Para la Compañía, el mayor incremento se dio en la generación con gas, seguida del carbón. En lo concerniente a mantenimientos mayores programadas, durante el 1T16 la Unidad 16 (gas, 400MW) del complejo de Tocopilla estuvo 9 días en mantención y CTM2 (carbón, 175 MW), del complejo Mejillones, 21 días.

En el segundo trimestre de 2016, EECL disminuyó su generación en un 7% en comparación con igual periodo del año anterior, influido por el mantenimiento de las unidades CTM1 (carbón, 166 MW), CTM3 (gas, 251 MW), TG3 (Diesel, 38 MW) y CTH (carbón, 170 MW). La unidad CTM3 estuvo prácticamente todo el segundo trimestre fuera de operación, mientras que CTH estuvo todo el mes de junio en mantenimiento. CTM1 estuvo 10 días en mantenimiento, mientras que TG3 estuvo prácticamente todo mayo y junio fuera del sistema.

En el tercer trimestre de 2016, EECL disminuyó su nivel de generación en 5,2% respecto a igual trimestre de 2015, junto con retroceder su participación en el mercado de generación en 3,8 puntos porcentuales. La menor generación de la compañía respecto a igual trimestre de 2015 fue en la tecnología de carbón, con 131 GWh de diferencia, dada una menor generación del complejo de Tocopilla (principalmente la U15), levemente contrarrestado por una mayor generación del complejo de Mejillones. Respecto a mantenimientos mayores durante el tercer trimestre, la U14 (carbón, 136MW) estuvo 14 días en mantención, mientras que la U15 (carbón, 132 MW) estuvo 36 días en mantención. Además, CTH y CTM3 entraron en operación el 8 y 18 de julio, respectivamente, luego de finalizar sus mantenimientos. La menor participación de EECL en la operación del SING se debió también al aumento en la participación de AES Gener producto de la entrada en operación comercial (9 de julio) de la primera unidad de la planta Cochrane.

En el cuarto trimestre de 2016, EECL continuó disminuyendo su generación, tanto en términos absolutos como respecto al total del sistema, en parte debido a la entrada en operación de nuevas centrales económicamente eficientes. En la comparación con igual trimestre del año anterior, destaca la reducción de generación en un 20%, o 470 GWh, 60% de la cual se debió a una menor producción en base a carbón y el resto a gas. Respecto a mantenimientos mayores durante este cuarto trimestre, sólo se realizó mantención a la Unidad 16, que quedó indisponible a partir del 4 de noviembre y cuya mantención se prolongó hasta el 16 de enero de 2017 debido al hallazgo de una falla en ciertas piezas de la turbina de gas.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos de 12 meses finalizados al 31 de diciembre 2016 y 31 de diciembre de 2015. Estos estados financieros han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES CUARTO TRIMESTRE DE 2016 COMPARADO CON EL TERCER TRIMESTRE DE 2016 Y CUARTO TRIMESTRE DE 2015

INGRESOS OPERACIONALES

Información Trimestral (en millones de US\$)

Ingresos de la operación	4T 2015		3T 2016		4T 2016		Variación	
	Monto	% Ingresos	GWh	% of total	GWh	% of total	Trim. c/T	Año c/A.
Ventas a clientes no regulados	166,5	76%	162,9	75%	167,9	74%	3%	1%
Ventas a clientes regulados	47,4	22%	41,5	19%	43,3	19%	4%	-9%
Ventas al mercado spot	6,3	3%	12,8	6%	14,4	6%	12%	130%
Total ingresos por venta de energía y potencia	220,1	80%	217,3	88%	225,7	90%	4%	3%
Ventas de gas	32,7	12%	3,7	1%	4,2	2%	14%	-87%
Otros ingresos operacionales	20,7	8%	25,8	10%	19,7	8%	-24%	-5%
Total ingresos operacionales	273,5	100%	246,8	100%	249,6	100%	1%	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1)	1.839	76%	1.685	75%	1.682	75%	0%	-9%
Ventas de energía a clientes regulado	477	20%	471	21%	471	21%	0%	-1%
Ventas de energía al mercado spot	97	4%	91	4%	102	5%	12%	5%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	2.414	100%	2.247	100%	2.255	100%	0%	-7%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	89,2		98,9		102,2		3%	15%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	99,3		88,3		92,0		4%	-7%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(3) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En el cuarto trimestre de 2016, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$225,7 millones, aumentando un 4% con respecto al trimestre previo, principalmente debido a las mayores tarifas en el segmento de clientes libres por el alza en los precios de combustibles.

En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – éstas mantuvieron la distribución respecto al trimestre previo. Cabe recordar que la tarifa regulada que comenzó a aplicarse en mayo de 2016, permaneció en vigencia hasta fin de año. En cuanto al nivel físico, se observan volúmenes similares, con un ligero aumento de las ventas al mercado spot.

Respecto a las variaciones de consumo de nuestros clientes libres, este cuarto trimestre de 2016 tuvo un ligero retroceso comparado al trimestre anterior por el término de contrato de Cerro Colorado y por la menor demanda de Molycop, parcialmente contrarrestado por la mayor demanda de Xtrata Copper.

El aumento de US\$5,6 millones en los ingresos por ventas de energía y potencia con respecto al último trimestre de 2015 se debió a mayores precios en el segmento de clientes libres que compensaron, tanto la baja en los volúmenes de venta, como el menor precio en clientes regulados. La baja de 159 GWh en las ventas físicas se explica por menores ventas a clientes libres.

En términos interanuales, los clientes libres retrocedieron su demanda en dos dígitos. En efecto, nuestra venta a clientes libres cayó en 157 GWh, producto del término de contrato con Cerro Colorado, SQM y Michilla y de la disminución de demanda de El Abra, Chuqui-Gaby y Haldeman. Lo anterior fue parcialmente compensado por la mayor demanda de Antucoya, Esperanza y El Tesoro, entre otros.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron este cuarto trimestre a los US\$43,1 millones, con una baja de 9% en comparación con igual trimestre de 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde niveles de US\$3,33/MMBtu y US\$2,80/MMBtu utilizados en el 4T de 2015 a niveles de US\$2,05/MMBtu usados en el cuarto trimestre de 2016. Cabe notar que, dada la evolución alcista en el indexador Henry Hub, en noviembre se gatilló un aumento de más de un 10% en la tarifa de energía, con un índice Henry Hub aplicable a la tarifa de US\$2,52/MMBtu, que regirá entre diciembre 2016 y marzo de 2017. En la comparación con el trimestre inmediatamente anterior,

el alza de 3,8% en las ventas de este segmento fue principalmente por una mayor tarifa promedio realizada explicada por el aumento de tarifa aplicable en diciembre y un efecto favorable de tipo de cambio.

En el cuarto trimestre, las ventas físicas al mercado spot de nuestra filial CTA alcanzaron el 97% de nuestras ventas a este segmento (102 GWh), aumentando ligeramente respecto al trimestre anterior (91 GWh) y con respecto igual trimestre del año anterior (97 GWh). Nuestra filial CTH tuvo una mínima participación en ventas al mercado spot durante el cuarto trimestre de este año (3 GWh), lo que se compara favorablemente con la nula venta en 4T de 2015. 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 CDEC.

Durante este cuarto trimestre, al igual que en el trimestre inmediatamente anterior, no ha sido relevante el ítem de ventas de gas, lo que se compara desfavorablemente con 4T2015. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que en este trimestre representaron un 62% del total. Además incluye partidas de servicios varios (portuarios, mantención, etc).

COSTOS OPERACIONALES

Información Trimestral (en millones de US\$)

Costos de la operación	4T 2015		3T 2016		4T 2016		Variación	
	Monto	% Ingresos	GWh	% of total	GWh	% of total	Trim. c/T	Año c/A.
Combustibles	(99,9)	41%	(75,4)	37%	(79,6)	36%	6%	-20%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(28,2)	12%	(32,4)	16%	(38,4)	18%	19%	36%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,0)	14%	(33,6)	16%	(34,3)	16%	2%	1%
Otros costos directos de la operación	(67,8)	28%	(55,3)	27%	(57,4)	26%	4%	-15%
Total costos directos de ventas	(230,0)	94%	(196,8)	96%	(209,8)	96%	7%	-9%
Gastos de administración y ventas	(16,6)	7%	(8,4)	4%	(10,5)	5%	24%	-37%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,9)	0%	(1,2)	1%	(1,6)	1%	32%	81%
Otros ingresos/costos de la operación	3,1	-1%	1,2	-1%	2,7	-1%		
Total costos de la operación	(244,3)	100%	(205,2)	100%	(219,1)	100%	7%	-10%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad								
Carbón	1.927	83%	1.660	80%	1.651	89%	-1%	-14%
Gas	373	16%	401	19%	183	10%	-54%	-51%
Petróleo diesel y petróleo pesado	9	0%	7	0%	4	0%	-41%	-50%
Hidro/Solar	14	1%	14	1%	16	1%	18%	14%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA	2.324	100%	2.082	100%	1.854	100%	-11%	-20%
Menos Consumos propios	(190)	-8%	(152)	-7%	(160)	-9%	6%	-15%
TOTAL GENERACIÓN NETA	2.134	87%	1.930	82%	1.694	73%	-12%	-21%
Compras de energía en el mercado spot	328	13%	414	18%	637	27%	54%	94%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	2.462	100%	2.344	100%	2.331	100%	-1%	-5%

La generación bruta de electricidad disminuyó en dos dígitos, tanto en forma interanual, como en la comparación respecto al trimestre anterior. Respecto al trimestre anterior, hubo una menor disponibilidad de las centrales a gas y un menor volumen de gas disponible, reflejándose en una disminución en la generación con este combustible. El retroceso de 20% en la generación bruta total se atribuye también a la entrada en operación al sistema de nuevos complejos económicamente eficientes, que desplazaron nuestra oferta de centrales con mayores costos variables de generación. En cuanto al mix de generación, la contribución de la generación en base a carbón (89%) aumentó tanto respecto al trimestre anterior, como en forma interanual.

En este cuarto trimestre, el ítem de combustibles tuvo un leve incremento con respecto al trimestre inmediatamente anterior, principalmente debido a la subcomponente de carbón, levemente contrarrestado por el ítem GNL. En la comparación interanual, el ítem de combustibles registró una caída de dos dígitos porcentuales, retrocediendo US\$20,2 millones. Esto se debió al menor consumo de carbón y de gas, que significó menores costos de US\$25,2 millones y que fue parcialmente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada para reducir emisiones de gases. Cabe notar que a mediados de 2016 comenzó a utilizarse cal hidratada en las unidades CTM1 y CTM2 del complejo de Mejillones, mientras que en el año anterior la cal hidratada había sido utilizada solo en el complejo de Tocopilla.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$6,0 millones respecto al trimestre anterior, lo cual se explica por el mayor volumen comprado. Cabe notar que este ítem incluye la partida de sobrecostos del sistema, que ha disminuido significativamente a partir de diciembre de 2015. En la comparación con igual trimestre del año anterior, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$10,2 millones, lo cual se fundamenta principalmente por mayores compras de energía y potencia por US\$14,6 millones, parcialmente contrarrestadas por menores

sobrecostos por US\$4,3 millones. Las mayores compras de energía y potencia fueron el resultado de un mayor volumen de prácticamente el doble, el cual no alcanzó a ser contrarrestado por el menor precio promedio de compra.

El costo de la depreciación en este trimestre (excluyendo la depreciación en el ítem de gastos de administración y ventas) fue similar al del trimestre anterior y al de igual trimestre del año anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenimiento, y costos de ventas de combustibles. Este ítem tuvo un aumento de US\$2,1 millones, en comparación con el trimestre anterior, producto de mayores costos asociados a planes de retiro de personal de planta, parcialmente contrarrestado por el menor pago de peajes. En la comparación con igual trimestre del año anterior, se observó una importante disminución de US\$10,4 millones, mayoritariamente por menores costos de venta y regasificación de GNL. Esto fue parcialmente compensado por mayores costos de peajes de transmisión luego de haber registrado reliquidaciones de peajes a favor de la compañía en 2015 y, en menor medida, por indemnizaciones asociadas a planes de retiro del personal.

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) registraron un aumento de US\$2,1 millones respecto al trimestre anterior, debido principalmente a gastos de proyectos en desarrollo. En la comparación interanual se registró una importante mejora de US\$6,1 millones, asociado a menores gastos en proyectos de desarrollo, menores gastos en asesorías, y menores servicios de mantenimiento, entre otros.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios.

MARGEN ELÉCTRICO

Información Trimestral (en millones de US\$)

Margen Eléctrico	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16
Total ingresos por ventas de energía y potencia	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1
Costo de combustible	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)
UTILIDAD BRUTA DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN	116,7	121,0	111,4	92,0	441,2	105,7	107,1	109,4	107,6	429,9
Margen eléctrico	48%	51%	46%	42%	47%	50%	48%	50%	48%	49%

En el cuarto trimestre, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una leve disminución con respecto al trimestre inmediatamente anterior, tanto de nivel, como de margen porcentual, llegando al 48%. Esto se debió principalmente a una mínima disminución en el volumen de venta física y a un mayor costo de compras en el mercado spot debido a la indisponibilidad de la U16. En comparación con igual trimestre del año anterior, el margen eléctrico tuvo una importante mejora (US\$15,6 millones), asociada a la provisión registrada en el último trimestre de 2015 por la resolución del arbitraje con Codelco que afectó significativamente el margen de dicho trimestre.

RESULTADO OPERACIONAL

Información Trimestral (en millones de US\$)

EBITDA	4T 2015		3T 2016		4T 2016		Variación	
	Monto	% Ingresos	GWh	% of total	GWh	% of total	Trim. c/T	Año c/A.
Total ingresos de la operación	273,5	100%	246,8	100%	249,6	100%	1%	-9%
Total costo de ventas	(230,0)	-84%	(196,8)	-80%	(209,8)	-84%	7%	-9%
Ganancia bruta	43,5	16%	50,0	20%	39,8	16%	-20%	-9%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(14,3)	-5%	(8,4)	-3%	(9,3)	-4%	11%	-35%
Ganancia Operacional	29,2	11%	41,6	17%	30,5	12%	-27%	4%
Depreciación y amortización	34,9	13%	34,8	14%	35,9	14%	3%	3%
EBITDA	64,2	23,5%	76,4	31,0%	66,4	26,6%	-13%	3%

El EBITDA del cuarto trimestre de 2016 llegó a US\$66,4 millones, una reducción de US\$10 millones con respecto al trimestre inmediatamente anterior, debido principalmente a (i) la caída de US\$1,8 millones en el margen eléctrico explicada en el párrafo anterior y (ii) un aumento en costos operacionales, incluyendo el costo de indemnizaciones por años de servicio por planes de retiro anticipado y otras provisiones. En la comparación interanual, el EBITDA muestra una leve

alza de 3%, producto de la menor ganancia bruta explicada principalmente por (i) la disminución de ingresos por las ventas de gas (~US\$10 millones), (ii) la disminución de ingresos tarifarios de transmisión, los que fueron excepcionalmente altos en el cuarto trimestre de 2015 (US\$11 millones) a raíz de un proceso de reliquidación de peajes y (iii) el aumento del uso de cal hidratada que contrarrestó parcialmente la caída en los costos de combustibles. La disminución en la utilidad bruta fue completamente contrarrestada por menores gastos de administración y ventas gracias al continuo esfuerzo de control de costos que está realizando la Compañía. Con todo, el margen EBITDA a nivel interanual aumentó en 3,1 puntos porcentuales.

RESULTADOS FINANCIEROS

Información Trimestral (en millones de US\$)

Resultados no operacionales	4T 2015		3T 2016		4T 2016		Variación	
	Monto	% Ingresos	GWh	% of total	GWh	% of total	Trim. c/T	Año c/A.
Ingresos financieros	1,0	0%	0,5	0%	0,4	0%	-20%	-59%
Gastos financieros	(9,6)	-4%	(6,8)	-3%	(4,1)	0%	-40%	-57%
Diferencia de cambio	1,9	1%	1,3	1%	(0,2)	0%		
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	-		0,3		0,3	0%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	0,4	0%	0,9	0%	(19,5)	-2%		
Total resultado no operacional	(6,2)	-3%	(3,7)	-2%	(23,2)	-2%		
Ganancia antes de impuesto	23,0	10%	37,9	16%	7,3	1%	-81%	-68%
Impuesto a las ganancias	0,5	0%	(10,2)	-4%	(11,2)	-1%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	23,6	10%	27,7	12%	(3,8)	0%	-114%	-116%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	21,8	9%	27,0	11%	(5,7)	-1%	-121%	-126%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	1,8	1%	0,7	0%	1,9	0%		
Utilidad (pérdida) del ejercicio	21,8	9%	27,0	11%	(5,7)	-1%	-121%	-126%
Ganancia por acción	0,021	0%	0,026	0%	(0,005)	0%		

En comparación con el trimestre inmediatamente anterior, el gasto financiero disminuyó en US\$2,7 millones debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM. Por la misma razón, a nivel interanual se observa una reducción de US\$5,5 millones en este ítem.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$0,2 millones en el trimestre, que se compara negativamente con la utilidad de cambio de US\$1,3 millones registrada el trimestre anterior. En la comparación con igual trimestre del año anterior, la brecha se acentúa levemente, debido que en este cuarto trimestre el peso chileno se depreció contra el dólar en mayor medida (1,2%) que en igual periodo del año anterior (0,4%). Cabe recordar que la depreciación del peso chileno influye sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, anticipos, IVA crédito fiscal).

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación) se incluye el resultado neto proporcional en TEN. En el cuarto trimestre se apreció una leve ganancia producto del resultado devengado de TEN correspondiente principalmente a variaciones de tipo de cambio. Esta ganancia se contrarresta parcialmente con una pérdida menor asociada a gastos administrativos del proyecto que no pueden ser activados.

Los otros ingresos no operacionales netos del cuarto trimestre mostraron una pérdida de US\$19,5 millones, resultado principalmente de: (i) baja de activos fijos por la falla en la turbina a gas de la unidad 16 (US\$8,8 millones); (ii) baja de repuestos de la central diésel Tamaya (US\$6,0 millones); (iii) baja de activos fijos de proyectos en curso (US\$2,5 millones) y; (iv) baja de activos intangibles por US\$1,8 millones. Esto compara negativamente tanto con el trimestre anterior como con igual trimestre del año anterior.

GANANCIA NETA

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2016 es de 24% en tanto para 2015 fue de un 22,5%.

En el cuarto trimestre de 2016, el resultado neto después de impuestos registró una pérdida de US\$5,7 millones, que se compara desfavorablemente con el tercer trimestre de 2016 (diferencia de -US\$32,8 millones). Lo anterior se debió, tanto a un menor resultado de la operación (-US\$11,1 millones), como al menor resultado fuera de la operación (-US\$19,4 millones) explicado en la sección anterior.

La comparación con el cuarto trimestre del año anterior también resulta desfavorable y se explica fundamentalmente por el menor resultado fuera de la operación (-US\$17,0 millones), debido a las bajas de activos descritas en la sección anterior, que fueron parcialmente compensadas por un menor gasto financiero.

AÑO 2016 COMPARADO CON AÑO 2015

Ingresos operacionales

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

Ingresos de la operación	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Ventas a clientes no regulados	715,0	76%	653,4	74%	-61,7	-9%
Ventas a clientes regulados	205,2	22%	176,4	20%	-28,7	-14%
Ventas al mercado spot	26,1	3%	48,3	5%	22,2	85%
Total ingresos por venta de energía y potencia	946,3	83%	878,1	91%	-68,2	-7%
Ventas de gas	104,6	9%	10,3	1%	-94,3	-90%
Otros ingresos operacionales	91,9	8%	79,1	8%	-12,7	-14%
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	1.142,7	100%	967,4	100%	-175,3	-15%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados (1)	7.098	76%	6.795	74%	-303,2	-4%
Ventas de energía a clientes regulados	1.884	20%	1.901	21%	16,6	1%
Ventas de energía al mercado spot	397	4%	470	5%	73,0	18%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	9.380	100%	9.166	100%	-213,7	-2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)(2)	98,9		96,6		-2,3	-2%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.\$/MWh) (3)	108,9		92,8		-16,1	-15%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.

(3) Calculado como el cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$878,1 millones en 2016, un 7,2% menos que en 2015, debido a una disminución de 2% en la venta física y a una caída en precios, principalmente en el segmento de clientes regulados. Cabe notar el rezago de las tarifas en este segmento, pues el índice Henry Hub retrocedió dos dígitos los primeros seis meses, lo cual determinó las menores tarifas en la mayor parte del año. En cuanto a la composición de las ventas – libres, regulados y spot – las ventas de energía a clientes libres disminuyeron marginalmente, a favor de las ventas a clientes regulados y al mercado spot.

A nivel agregado, las ventas físicas cayeron levemente. En el segmento de clientes libres, se observó una caída de 4% producto de la disminución de demanda de El Abra y Gaby. A lo anterior, se agregó el término de los contratos con SQM, Michilla y Cerro Colorado, lo que fue parcialmente compensado por la mayor demanda de Antucoya, Radomiro Tomic, Chuquicamata, Esperanza y El Tesoro.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$176,4 millones, con una baja de 14% en comparación con el año 2015, como resultado de un menor precio promedio de venta, ya que la variación en volumen fue marginal. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato pasó de US\$4,26/MMBtu hasta abril de 2015 a US\$3,33/MMBtu entre mayo y octubre de 2015, US\$2,80 entre noviembre de 2015 y abril de 2016 y 2,05/MMBtu desde mayo de 2016. En noviembre de 2016 el índice Henry Hub aplicable subió a US\$2,52/MMBtu, causando un alza de más de 10% en la tarifa calculada, lo que gatilló un cambio en la tarifa a partir de diciembre de 2016, siendo que ésta originalmente debía mantenerse hasta marzo de 2017.

En términos físicos, las ventas al mercado spot provinieron prácticamente en su totalidad de nuestra filial CTA, a diferencia de 2015 en que CTH también contribuyó con 51 GWh. 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 CDEC.

En 2016, hubo ventas de gas de menor cuantía a Solgas, aunque en el cuarto trimestre éstas fueron mayores a lo observado durante los primeros nueve meses del año debido a la indisponibilidad de nuestra unidad 16. Cabe recordar que este año no estuvo presente el negocio de venta de gas a otro generador, lo que explica la alta base de comparación del año anterior. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes, que representaron cerca del 65% del total de este ítem. Además incluye partidas de servicios portuarios, derechos de conexión y otros.

COSTOS OPERACIONALES

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

Ingresos de la operación	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Combustibles	(367,9)	38%	(315,3)	38%	-52,6	-14%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(137,2)	14%	(132,9)	16%	-4,3	-3%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(135,6)	14%	(135,0)	16%	-0,6	0%
Otros costos directos de la operación	(284,0)	29%	(207,5)	25%	-76,5	-27%
Total costos directos de ventas	(924,7)	96%	(790,7)	96%	-134,0	-14%
Gastos de administración y ventas	(49,6)	5%	(30,8)	4%	-18,7	-38%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(2,5)	0%	(4,5)	1%	2,0	79%
Otros ingresos/costos de la operación	8,9	-1%	3,8	0%		
TOTAL COSTOS DE LA OPERACIÓN	(967,9)	100%	(822,2)	100%	-145,7	-15%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad						
Carbón	7.369	81%	6.953	82%	-416,4	-6%
Gas	1.571	17%	1426	17%	-144,7	-9%
Petróleo diesel y petróleo pesado	69	1%	30	0%	-39,5	-57%
Hidro/Solar	51	1%	52	1%	1,2	2%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA	9.060	100%	8.460	100%	-599,4	-7%
Menos Consumos propios	(701)	-8%	(665)	-8%	36,0	-5%
TOTAL GENERACIÓN NETA	8.359	87%	7.796	82%	-563,4	-7%
Compras de energía en el mercado spot	1.222	13%	1.697	18%	475,0	39%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	9.581	100%	9.492	100%	-88,4	-1%

La generación bruta de electricidad tuvo un importante descenso en comparación al año anterior, aunque con prácticamente la misma contribución del mix de combustibles. Cabe recordar que durante 2016 se incorporaron dos importantes complejos de generación eficientes en el sistema, uno a carbón y otro en base a gas. Esto desplazó algunas de nuestras unidades en términos de su prioridad de despacho en el sistema, cuyas centrales se despachan en orden de menor a mayor costo variable. Esto redundó en una menor generación propia y un alza en nuestras compras al mercado spot.

En 2016, tanto la disminución en los precios internacionales de combustibles, sobre todo en la primera mitad del año, como la menor generación propia en el cuarto trimestre, redundaron en una caída de 14% (US\$52,6 millones) en la partida de combustibles en comparación con el año 2015, a pesar del rebote de precios del gas y del carbón hacia el final del año. La disminución se explica principalmente por el ítem carbón y en menor medida por el GNL, que en su conjunto representaron un ahorro del orden de US\$72 millones. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por el mayor uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases, debido a que la nueva norma de emisiones entró en vigencia en julio de 2016 para el sitio de Mejillones, mientras que para el sitio de Tocopilla había entrado en vigencia en julio de 2015.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró una leve disminución, pese a un aumento en el volumen de las compras de casi 40%. Lo anterior se explica porque este ítem incluye la prorrata de sobrecostos del sistema, los cuales fueron particularmente importantes durante 2015. De hecho, excluyendo sobrecostos, las compras de energía y potencia en 2016 aumentaron en US\$43 millones (+54%), resultado principalmente de un mayor volumen de compras (+39%) y en menor medida por un mayor precio promedio (+11%).

El costo de la depreciación (excluida la depreciación en los gastos de administración y ventas) estuvo prácticamente en el mismo nivel que el año anterior.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, remuneraciones e indemnizaciones (24% de dicho ítem en 2016), seguido por peajes de transmisión (22%), junto a primas de seguros, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Esta partida tuvo una disminución del orden de US\$77 millones, principalmente explicada por la caída de casi US\$60 millones en el costo de venta y regasificación del gas vendido a otros genera-

dores en 2015. Cabe resaltar también los esfuerzos de ahorro de costos operacionales y menores costos de mantención de centrales que explicaron el monto restante de la caída en otros costos directos de la operación.

Los gastos de administración y ventas (excluida la depreciación en este ítem) presentaron una importante disminución de US\$18,7 millones, influida por: i) el reconocimiento de gastos asociados a proyectos en desarrollo que finalmente no prosperaron (US\$4,7 millones de gastos registrados en 2015); ii) una reclasificación de gastos de abastecimiento desde gastos de administración y ventas a costos directos de la operación por US\$4,5 millones; y, iii) menores gastos en asesorías y servicios de terceros, en el marco del plan de eficiencia que ha implementado la compañía.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos principalmente por ventas de agua, y en menor medida por arriendos de oficina e ingresos diversos, y su valor fue bajo para el año 2016. En 2015 hubo un recupero de una provisión por incobrabilidad de US\$4,5 millones asociada a un arbitraje con SQM, lo cual explica la diferencia entre ambos años.

RESULTADO OPERACIONAL

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
EBITDA						
Total ingresos de la operación	1.142,7	100%	967,4	100%	-175,3	-15%
Total costo de ventas	(924,7)	81%	(790,7)	82%	-134,0	-14%
Ganancia bruta	218,0	19%	176,8	18%	-41,2	-19%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(43,2)	4%	(31,5)	3%	-11,7	-27%
Ganancia Operacional	174,8	15%	145,2	15%	-29,5	-17%
Depreciación y amortización	138,2	12%	139,5	14%	1,4	1%
EBITDA	312,9	27,4%	284,8	29,4%	-28,2	-9%

El EBITDA de 2016 alcanzó los US\$284,8 millones, con un retroceso de 9% comparado al del año 2015. Esto se debió a varios factores: (i) una caída de US\$11,3 millones en el margen eléctrico de la compañía explicada principalmente por una menor venta física a clientes; (ii) una reducción de US\$32,7 millones debida a la ausencia del negocio de venta de gas a otro generador y (iii) una reliquidación favorable de peajes en 2015 que redundó en una menor ganancia bruta de US\$15,7 millones en 2016 comparado con 2015. Otros factores que presionaron el margen a la baja, tales como menores tarifas, mayores costos de cal hidratada y mayores compras al mercado spot fueron compensados completamente por los menores sobrecostos y la ausencia de provisiones por la resolución de arbitrajes que sí se registraron en 2015. Cabe resaltar que se ha hecho un esfuerzo en reducir los gastos de administración y ventas de la compañía dentro del plan de eficiencia, lo que ha permitido amortiguar los efectos de menores ingresos. Lo anterior redundó en un aumento de 2,1 puntos porcentuales en el margen EBITDA.

RESULTADOS FINANCIEROS

Información a Diciembre 2016 (en millones de US\$)

	12M 2015		12M 2016		Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros	2,5	1%	2,1	0%	-0,4	-16%
Gastos financieros	(37,2)	-15%	(26,7)	-3%	10,5	-28%
Diferencia de cambio	(7,8)	-3%	2,1	0%	9,9	
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	-		54,1	6%		
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	1,8	1%	161,1	17%		
Total resultado no operacional	(40,7)	-17%	192,8	20%		
Ganancia antes de impuesto	134,1	56%	338,0	35%	203,9	152%
Impuesto a las ganancias	(33,5)	-14%	(79,4)	-8%		
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	100,5	42%	258,6	27%	158,0	157%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	94,2	39%	254,8	26%	160,7	171%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	6,4	3%	3,7	0%	-2,6	-41%
UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO	94,2	39%	254,8	26%	160,7	171%
GANANCIA POR ACCIÓN	0,089	0%	0,242	0%		

El ingreso financiero anual estuvo dentro del mismo nivel, tanto en 2016 como en 2015.

El gasto financiero disminuyó en US\$10,5 millones, debido principalmente a la activación de intereses en el proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó US\$2,1 millones a favor en 2016, lo que se compara favorablemente con el periodo anterior. Para el año 2016 el peso chileno se apreció un 5,7%, versus la depreciación de 16,5% en 2015 que influyó sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, tales como cuentas por cobrar, anticipos, e IVA crédito fiscal.

En el ítem de utilidades de asociadas (método participación), se registra la utilidad relacionada al reconocimiento del valor justo del 50% de las acciones de TEN que permanecieron en la propiedad de la Compañía luego de la venta del otro 50% a Red Eléctrica. Este ítem no estuvo presente en 2015.

Los Otros ingresos no operacionales netos alcanzaron US\$161,1 millones, explicados principalmente por partidas no recurrentes: (i) utilidad por la venta del 50% de las acciones de TEN (US\$187 millones); (ii) venta de una estación convertidora a SQM (US\$13 millones); (iii) ingresos por venta de las anteriores oficinas en Santiago (US\$1,2 millones); (iv) baja financiera de la central Tamaya y otros repuestos ("impairment" de US\$24 millones); (v) baja de activos fijos por falla en la turbina a gas de la unidad 16 por US\$8,8 millones y; (vi) baja de proyectos en desarrollo (US\$8,3 millones).

GANANCIA NETA

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2016 es de 24%, en tanto para 2015 era de un 22,5%.

En 2016, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$254,8 millones, un alza muy significativa, debido principalmente a la utilidad en la venta del 50% de las acciones de TEN. En consecuencia, el menor resultado operacional (-US\$29,5 millones) fue totalmente contrarrestado por un aumento de US\$233,4 millones en el resultado no operacional que fue mitigado en parte por un mayor impuesto a las ganancias por US\$45,9 millones.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Al 31 de diciembre de 2016, EECL contaba con recursos en efectivo por US\$278,8 millones. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

Información a Diciembre de cada año (en millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2015	2016
Flujos de caja netos provenientes de la operación	292,1	231,9
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(373,2)	(4,0)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(45,3)	(91,2)
CAMBIO EN EL EFECTIVO	(126,3)	136,7

(1) Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y "mark-to-market" de operaciones de derivados financieros.

FLUJOS DE CAJA PROVENIENTES DE LA OPERACIÓN

En 2016, el flujo de caja neto proveniente de la operación incluyó US\$273,7 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$15,6 millones) y de pagos de intereses (US\$26,2 millones) alcanzaron los US\$231,9 millones. Cabe notar que los pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía ascendieron a US\$39 millones, de los cuales US\$13,2 millones fueron activados e incluidos en la partida de inversiones en activos fijos.

FLUJOS DE CAJA USADOS EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

En 2016, los flujos de caja relacionados con actividades de inversión resultaron en un egreso de caja neto de solo US\$4,0 millones, a pesar del fuerte plan de inversiones actualmente en ejecución. Esto se explica por el cumplimiento de dos hitos fundamentales en el plan de financiamiento de la compañía en 2016: (1) la venta del 50% de las acciones del proyecto TEN y (2) la obtención del financiamiento del proyecto TEN con recurso limitado a sus accionistas. Ambos hitos en su conjunto generaron recursos líquidos de US\$474 millones para la Compañía, con los cuales ésta ha podido enfrentar las inversiones del año 2016, quedando un saldo de recursos en efectivo de US\$278,8 millones a fines de 2016 para financiar inversiones del año 2017. Los flujos de caja relacionados con actividades de inversión durante 2016 se explican principalmente por los siguientes movimientos:

- Flujo proveniente de la venta del 50% de las acciones de TEN: US\$217,56 millones;
- Flujos netos por deudas con TEN: US\$126,2 millones como resultado de: (i) flujos provenientes de la venta a Red Eléctrica del 50% de los préstamos a TEN (+US\$85,7 millones); (ii) fondos provenientes del financiamiento del proyecto TEN para pagar préstamos hechos por EECL a TEN (+US\$171 millones); (iii) avances hechos a TEN durante el período (-US\$129,6 millones); y, (iv) un aporte de capital en TEN (-US\$0,9 millones);

- iii. Flujos provenientes de la venta de una subestación convertidora a SQM y la venta de las antiguas oficinas en Santiago: US\$19,54 millones;
- iv. Inversiones en activos fijos: US\$369,9 millones, incluyendo US\$13,2 millones de intereses activados.
- v. Intereses e inversiones netas: US\$2,3 millones.

INVERSIONES EN ACTIVOS FIJOS

Nuestras inversiones en activos fijos en 2016 y 2015 ascendieron a US\$369,9 millones y US\$356,8 millones, respectivamente. En 2016 las inversiones en activos fijos incluyeron US\$252,1 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$62 millones en el nuevo puerto; US\$10 millones en la planta solar Pampa Camarones y US\$45,7 millones en mantenciones mayores de equipos de transmisión y generación, mejoras ambientales y otros.

Información a Diciembre de cada año (en millones de US\$)

CAPEX	2015	2016
CTA	-	1,5
CTA (Nuevo Puerto)	14,3	62,1
CTH	0,3	0,2
Central Tamaya	0,5	-
IEM	94,9	252,1
TEN	160,1	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos	47,5	11,4
Mejoras Medioambientales	12,4	2,4
Planta Solar	15,7	10,0
Mantención mayor líneas y equipos de transmisión	-	12,7
Otros	11,2	17,5
TOTAL INVERSIÓN EN ACTIVOS FIJOS	356,8	369,9

FLUJOS DE CAJA PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

Además de los flujos provenientes del cumplimiento de los dos hitos principales de nuestro plan financiero explicados en la sección Flujos de caja usados en actividades de inversión, el principal flujo relacionado con actividades financieras durante 2016, fue el pago de dividendos por un total de US\$91,2 millones, los cuales se componen de:

- i. Pago de dividendos provisorios por un total de US\$8,0 millones con cargo a las utilidades del año 2015,
- ii. Pago de dividendos definitivos por un total de US\$6,75 millones con cargo a las utilidades del año 2015.
- iii. Pago de dividendos provisorios por un total de US\$63,6 millones con cargo a las utilidades del primer trimestre del año 2016 (venta del 50% de TEN).
- iv. Pagos de dividendos por US\$13,6 millones al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).
- v. Diferencias de cambios y retenciones, por un total de US\$0,8 millones (a favor de la compañía).

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2016:

Obligaciones Contractuales al 31/12/16

Períodos de vencimiento de pagos (en millones de US\$)	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S)	750,0	-	-	400,0	350,0
Costo financiero diferido	(21,6)	(2,2)	-	-	(19,4)
Intereses devengados	16,9	16,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps	3,5	2,7	-	-	0,8
TOTAL	748,9	17,4	-	400,0	331,4

EECL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por US\$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US\$350 millones con un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía, especialmente en un escenario con un fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 EECL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US\$50 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al cierre de diciembre de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto, con fecha 30 de junio de 2015, EECL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), la que permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos hasta junio de 2020. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesarios para financiar los diversos proyectos que lleva adelante. Esta línea de crédito devenga una comisión de disponibilidad sobre el monto no girado de la línea, y los préstamos que se giren devengarán intereses variables equivalentes a la tasa LIBOR de 90 días más el margen aplicable. Al 31 de diciembre de 2016, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de EECL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos 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 nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley.

En Junta Ordinaria de Accionistas de ENGIE Energía Chile S.A., celebrada el martes 26 de abril de 2016, se acordó repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, la cantidad de US\$6.750.604, correspondiendo un dividendo de US\$0,0064089446 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, en su equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el 20 de mayo.

El Directorio de Compañía, en su sesión celebrada con fecha 26 de abril de 2016, aprobó repartir como dividendo provisorio a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, la cantidad de US\$63.600.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,0603810972 por acción, pagadero el día 26 de mayo de 2016, 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. Dicho dividendo fue acordado en consideración al efecto favorable que produjo la venta del 50% de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. sobre la caja de ENGIE Energía Chile S.A. y la utilidad neta del primer trimestre de 2016.

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

Dividendos pagados por ENGIE Energía Chile S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Final (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Final (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Final (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038

POLÍTICA DE COBERTURA DE RIESGOS

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Nuestra política es proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Sin embargo, debido a (i) la variabilidad en volumen que puedan tener los contratos de suministro eléctrico ("PPAs"), (ii) la variabilidad que

pueda tener el despacho de nuestras unidades generadoras, y (iii) el no poder replicar perfectamente el costo de los combustibles en las tarifas de los PPAs, es que mantenemos exposición residual a ciertos combustibles internacionales. Por ejemplo, en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. Sin embargo, existe un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaeciente al momento de comprar cada embarque de GNL. En el caso específico de este contrato, este riesgo queda naturalmente acotado por el reajuste contractual de tarifa que se gatilla en caso de una variación superior al 10%. A fines de 2016, definimos y ejecutamos una estrategia de coberturas financieras de nuestra exposición residual a los commodities internacionales para el 2017, de tal manera de acotar aún más nuestra exposición al Brent y al Henry Hub mediante contratos swaps financieros.

Riesgo de tipos de cambio de monedas

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. 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. Además, en la medida que se avanza en la construcción de nuestros proyectos IEM y Puerto, está aumentando el saldo de la cuenta IVA débito fiscal que se encuentra en pesos ajustables por inflación, quedando expuesta a fluctuaciones en el tipo de cambio dólar-peso. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos a un tipo de cambio observado que se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato es mayor. El directorio de la compañía, en sus sesiones de fines de abril y septiembre de 2014 y marzo de 2015, aprobó estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, la compañía, y su filial CTA firmaron 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 evitará variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. A fines de 2015 y durante 2016, EECL hizo algunos avances a TEN en unidades de fomento, los que originaron diferencias de cambio; sin embargo, al 31 de diciembre de 2016, todas estas deudas se encontraban pagadas.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2016, un 100% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. Los desembolsos bajo la línea de crédito comprometida a 5 años firmada el 30 de junio de 2015 con los bancos Mizuho, Citibank, BBVA, Caixabank y HSBC, estarán afectos a una tasa de interés variable sobre la tasa LIBOR de 90 días. A la fecha, no se han girado créditos bajo esta línea.

Al 31 de Diciembre de 2016

Vencimiento contractual (en millones de US\$)

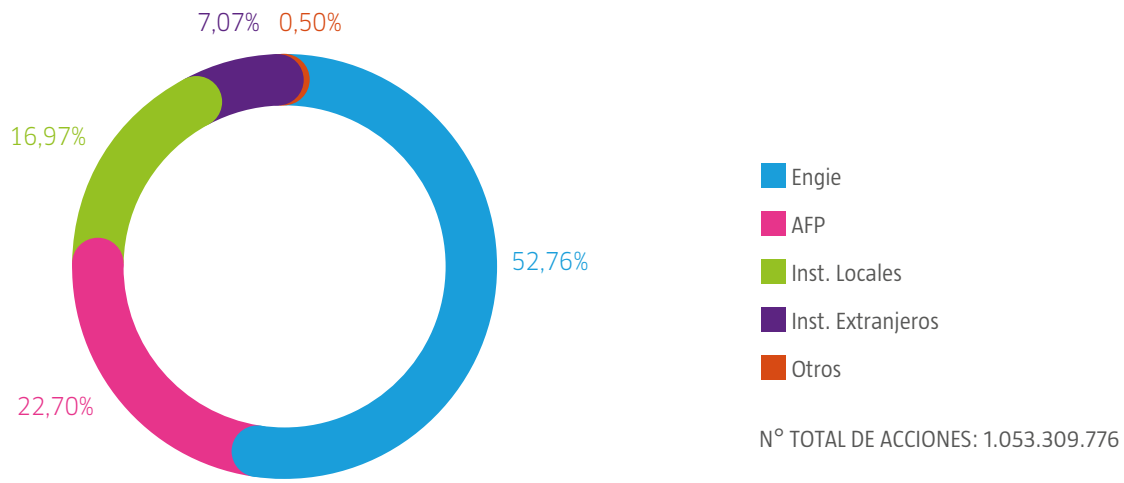
Tasa Fija	Tasa de interés promedio	2016	2017	2018	2019	2020 y más	Total
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
TOTAL		-	-	-	-	750,0	750,0

RIESGO DE CRÉDITO

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con el único cliente regulado del SING que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

N° de accionistas: 1.866



ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Físicas (en GWH)

	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.724	1.749	1.786	1.839	7.098	1.737	1.691	1.685	1.682	6.795
Ventas de energía a clientes regulados	463	466	478	477	1.884	483	476	471	471	1.901
Ventas de energía al mercado spot	149	42	109	97	397	109	168	91	102	470
Total ventas de energía	2.335	2.258	2.373	2.414	9.380	2.328	2.336	2.247	2.255	9.166
Generación bruta por combustible										
Carbón	1.826	1.825	1.791	1.927	7.369	1.893	1.749	1.660	1.651	6.953
Gas	404	407	386	373	1.571	499	343	401	183	1.426
Petróleo diesel y petróleo pesado	23	31	6	9	69	7	11	7	4	30
Hidro/ Solar	13	11	12	14	51	12	10	14	16	52
Total generación bruta	2.267	2.274	2.195	2.324	9.060	2.411	2.114	2.082	1.854	8.460
Menos Consumos propios	(168)	(181)	(163)	(190)	(701)	(191)	(162)	(152)	(160)	(665)
Total generación bruta	2.099	2.093	2.032	2.134	8.359	2.220	1.952	1.930	1.694	7.796
Compras de energía en el mercado spot	291	216	387	328	1.222	178	468	414	637	1.697
TOTAL ENERGÍA DISPONIBLE ANTES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	2.390	2.309	2.419	2.462	9.581	2.397	2.420	2.344	2.331	9.492

ESTADOS DE RESULTADOS TRIMESTRALES (EN MILLONES DE US\$)

IFRS	2015					2016				
	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15	1T16	2T16	3T16	4T16	12M16
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados	55,4	51,6	50,8	47,4	205,2	47,7	43,9	41,5	43,3	176,4
Ventas a clientes no regulados	181,9	180,4	186,3	166,5	715,0	156,7	165,9	162,9	167,9	653,4
Ventas al mercado spot y ajustes	6,2	7,3	6,3	6,3	26,1	8,2	12,8	12,8	14,4	48,3
Total ingresos por venta de energía y potencia	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3	212,6	222,5	217,3	225,7	878,1
Ventas de gas	18,4	23,1	30,3	32,7	104,6	0,1	2,2	3,7	4,2	10,3
Otros ingresos operacionales	25,8	19,5	25,8	20,7	91,9	18,2	15,4	25,8	19,7	79,1
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	287,6	282,0	299,6	273,5	1.142,7	230,9	240,2	246,8	249,6	967,4
Costos de la operación										
Combustibles	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)	(85,9)	(74,4)	(75,4)	(79,6)	(315,3)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)	(21,0)	(41,0)	(32,4)	(38,4)	(132,9)
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(31,4)	(32,9)	(37,3)	(34,0)	(135,6)	(33,8)	(33,3)	(33,6)	(34,3)	(135,0)
Otros costos directos de la operación	(69,5)	(75,0)	(71,6)	(67,8)	(284,0)	(45,8)	(48,9)	(55,3)	(57,4)	(207,5)
Total costos directos de ventas	(227,6)	(226,3)	(240,9)	(230,0)	(924,7)	(186,5)	(197,6)	(196,8)	(209,8)	(790,7)
Gastos de administración y venta	(11,4)	(12,8)	(8,7)	(16,6)	(49,6)	(6,8)	(5,1)	(8,4)	(10,5)	(30,8)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(0,9)	(2,5)	(0,6)	(1,2)	(1,2)	(1,6)	(4,5)
Otros ingresos de la operación	0,2	4,8	0,8	3,1	8,9	(0,7)	0,6	1,2	2,7	3,8
TOTAL COSTOS DE LA OPERACIÓN	(239,4)	(234,9)	(249,3)	(244,3)	(967,9)	(194,6)	(203,3)	(205,2)	(219,1)	(822,2)
GANANCIA OPERACIONAL	48,2	47,1	50,2	29,2	174,8	36,3	36,9	41,6	30,5	145,2
EBITDA	80,1	80,6	88,0	64,2	312,9	70,7	71,3	76,4	66,4	284,8
Ingresos financieros	0,3	0,6	0,6	1,0	2,5	0,6	0,6	0,5	0,4	2,1
Gastos financieros	(10,9)	(8,7)	(8,1)	(9,6)	(37,2)	(7,8)	(8,0)	(6,8)	(4,1)	(26,7)
Diferencia de cambio	1,9	(6,2)	(5,5)	1,9	(7,8)	0,8	0,2	1,3	(0,2)	2,1
Utilidad (pérdida) de asociadas utilizando método de la participación	-	-	-	-	-	53,9	(0,4)	0,3	0,3	54,1
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	0,0	(0,1)	1,5	0,4	1,8	179,3	0,5	0,9	(19,5)	161,1
TOTAL RESULTADO NO OPERACIONAL	(8,7)	(14,4)	(11,5)	(6,2)	(40,7)	226,8	(7,2)	(3,7)	(23,2)	192,8
Ganancia antes de impuesto	39,5	32,8	38,8	23,0	134,1	263,1	29,7	37,9	7,3	338,0
Impuesto a las ganancias	(9,8)	(14,4)	(9,9)	0,5	(33,5)	(49,8)	(8,3)	(10,2)	(11,2)	(79,4)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	29,7	18,4	28,8	23,6	100,5	213,3	21,4	27,7	(3,8)	258,6
GANANCIA (PÉRDIDA), ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	27,3	17,7	27,4	21,8	94,2	212,0	21,6	27,0	(5,7)	254,8
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	2,5	0,7	1,5	1,8	6,4	1,3	(0,2)	0,7	1,9	3,7
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	27,3	17,7	27,4	21,8	94,2	212,0	21,6	27,0	(5,7)	254,8
GANANCIA POR ACCIÓN (US\$/ACCIÓN)	0,026	0,017	0,026	0,021	0,089	0,201	0,020	0,026	(0,005)	0,242

BALANCE

Balance (en millones de US\$)	2015 31-Dec-15	2016 31-Dec-16
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente (1)	147,0	278,8
Otros activos financieros corrientes	1,5	2,7
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	125,9	104,6
Impuestos por recuperar	39,1	36,1
Inventarios corrientes	173,5	177,1
Otros activos no financieros corrientes	24,2	34,8
Activos para la venta	247,9	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	758,9	634,2
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.972,7	2.206,8
Otros activos no corrientes	379,0	472,1
TOTAL ACTIVO	3.110,6	3.313,1
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	19,0	17,4
Otros pasivos corrientes	219,2	274,8
Pasivos incluidos en activos para venta	35,3	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	273,5	292,2
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	741,1	731,4
Otros pasivos de largo plazo	270,6	283,3
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.011,7	1.014,7
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	1.729,0	1.922,5
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	96,3	83,6
PATRIMONIO	1.825,4	2.006,2
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.110,6	3.313,1

(1) Incluye inversiones de corto-plazo disponibles para la venta (fondos mutuos)

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS

		Dec-15	Dec-16	Var.	
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,77	2,17	-22%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,14	1,56	-27%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	485,4	342,0	-30%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,70	0,65	-7%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	8,41	10,66	27%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,43	2,63	8%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,96	1,65	-16%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,4%	13,3%	143%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	7,7%	154%

* Últimos 12 meses.



TABLA GRI



TABLA GRI G4

Código	Indicador	Página	Sección del Reporte Integrado
G4-1	Declaración del responsable principal de las decisiones de la organización.	11; 12-13	Carta del presidente; Carta del Gerente General
G4-2	Efectos de la organización en el ámbito de la sostenibilidad y en los grupos de interés. Repercusión que las tendencias, los riesgos y las oportunidades relacionados con la sostenibilidad tienen en las perspectivas a largo plazo y en el desempeño económico de la organización.	11; 12-13	Carta del presidente; Carta del Gerente General
G4-3	Nombre de la organización.	8;88	ENGIE Energía Chile en Cifras; Documentos Constitutivos
G4-4	Productos y servicios más importantes de la organización.	8	ENGIE Energía Chile en Cifras
G4-5	Lugar donde se encuentra la sede central de la organización.		Solapa
G4-7	Naturaleza del régimen de propiedad y su forma jurídica.	88	Documentos Constitutivos
G4-8	Mercados que se sirve.	28-29	Nuestras operaciones
G4-9	Tamaño de la organización.	28-29; 48	Nuestras operaciones; Nuestro equipo
G4-10	Número de trabajadores totales. Desglosado por sexo, nacionalidad, rango de edad.	48	Nuestro equipo
G4-12	Cadena de suministro.	20-21	Cadena de valor
G4-13	Cambio significativo que haya tenido lugar durante el periodo objeto de análisis en el tamaño, la estructura, la propiedad accionarial o la cadena de suministro de la organización.	12-13; 14-15	Carta Gerente General; Cómo llegamos a ser ENGIE Energía Chile
G4-17	Lista de las entidades que figuran en los estados financieros consolidados de la organización y otros documentos equivalentes.	105	Estados Financieros
G4-18	Proceso que se ha seguido para determinar el Contenido de la memoria y la Cobertura de cada Aspecto.	102	Alcance
G4-19	Lista de los aspectos materiales que se identificaron durante el proceso de definición del contenido de la memoria.	103	Materialidad
G4-20	Cobertura de aspectos materiales.	103	Materialidad
G4-21	Límite de cada Aspecto material fuera de la organización.	105	Materialidad
G4-24	Lista de grupos de interés.	66	Grupos de interés
G4-25	En qué se basa la elección de los grupos de interés con los que se trabaja.	66	Grupos de interés
G4-26	Enfoque de la organización sobre la Participación de los grupos de interés.	67-69	Gestión territorial
G4-28	Periodo objeto de la memoria.	11	Carta del presidente
G4-30	Ciclo de presentación de memorias.	11	Carta del presidente
G4-31	Contacto para solventar las dudas que puedan surgir sobre el contenido de la memoria.		Solapa
G4-34	Estructura de gobierno de la organización.	34;35	Política de gobiernos corporativos; Organigrama
G4-35	Proceso mediante el cual el órgano superior de gobierno delega su autoridad en la alta dirección.	34	Política de gobiernos corporativos
G4-EC1	Valor económico directo generado y distribuido.	81	Principales resultados
G4-EC2	Riesgos y oportunidades a raíz del cambio climático.	70-71	Gestión ambiental
G4-EN1	Peso o el volumen total de los materiales empleados para producir.	74	Gestión ambiental
G4-EN3	Consumo total de combustible de fuentes no renovables y renovables.	74	Gestión ambiental
G4-EN6	Reducciones del consumo energético son el resultado directo de iniciativas en favor de la conservación y la eficiencia.	74	Gestión ambiental
G4-EN8	Captación total de agua según la fuente.	72	Gestión ambiental
G4-EN9	Fuentes de agua que han sido afectadas significativamente por la captación de agua.	72	Gestión ambiental
G4-EN10	Volumen total de agua reciclada y reutilizada.	72	Gestión ambiental

G4-EN15	Emisiones directas brutas de GEI (Alcance 1).	70-71	Gestión ambiental
G4-EN19	Reducción de emisiones GEI.	70-71	Gestión ambiental
G4-EN21	Emisiones atmosféricas significativas de NOX, SOX y otras emisiones.	71	Gestión ambiental
G4-EN22	Volumen total de vertidos de aguas, previstos e imprevistos.	72	Gestión ambiental
G4-EN23	Peso total de los residuos peligrosos y no peligrosos	73	Gestión ambiental
G4-EN31	Gastos e inversiones ambientales	75	Gestión ambiental
G4-LA9	Promedio de horas de capacitación	51	Cultura
G4-LA10	Programas de gestión de habilidades y de formación continua.	50	Cultura
G4-SO1	Centros donde se han implantado programas de desarrollo, evaluaciones de impactos y participación de la comunidad local.	67-69	Gestión territorial
EU1	Capacidad instalada.	8	ENGIE Energía Chile en Cifras
EU2	Producción neta de energía, desglosada por fuente de energía.	57; 79	Generación; Principales resultados
EU3	Número de clientes residenciales, industriales y comerciales.	61	Foco en clientes
EU4	Longitud de líneas de transmisión y distribución.	29	Nuestras operaciones
EU6	Gestión para asegurar la disponibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo de la electricidad.	56-58	Generación
EU19	Participación de stakeholders en el proceso de decisión relacionado con planificación energética y proyectos en desarrollo y construcción.	69	Gestión territorial