



“VALORACION DE ENGIE ENERGIA CHILE S.A.”
MEDIANTE METODO DE FLUJO DE CAJA
DESCONTADOS

VALORACIÓN DE EMPRESA PARA OPTAR EL

TÍTULO DE MAGÍSTER EN FINANZAS

Profesor: Gabriela Clivio

Estudiante: Caroline Vargas

Santiago, octubre 2021

Contenido

Indice de tablas.....	3
Indice de Ilustraciones:	5
RESUMEN EJERCUTIVO	1
1. METODOLOGÍA	2
1.1.1. Método de flujos de caja descontados.....	2
2. Descripción de la empresa e industria	6
2.1. Descripción de la empresa.....	6
2.1.1. Antecedentes del negocio e historia	6
2.1.2. Principales accionistas	7
2.1.3. Filiales.....	7
2.2. Descripción de la industria	8
2.2.1. Estado actual	8
2.2.2. Regulación y fiscalización	9
2.2.3. Empresas comparables.....	11
3. Análisis del negocio	16
3.1. Fuentes de generación de ingresos operacionales.	16
3.2. Estructura de costos y gastos operacionales.	18
3.3. Análisis resultado no operacional.....	20
3.4. Análisis de los márgenes	23
3.5. Análisis de los activos y pasivos	25
3.6. Análisis Capital de trabajo.....	28
3.7. Análisis de las inversiones.	29
3.8. Análisis de crecimiento de la industria.....	30
4. Transición del carbón a energías renovables.....	35
4.1 Generación actual de EECL.....	35
4.2 Nuevas inversiones.....	36
4.3 Financiamiento nuevas inversiones	37

4.4 Desconexión de plantas termoeléctricas	38
4.5 Depreciación del ejercicio	39
4.6 Costos operacionales centrales termoeléctricas versus energías renovables	40
5. Proyección del estado de resultado	41
5.1. Ingresos operacionales proyectados	41
5.2. Costos y gastos operacionales proyectados	47
5.3. Resultado no operacional proyectado	50
5.4. Impuesto corporativo proyectado	53
5.5. Estado de resultado proyectado en miles de USD	53
5.6. Estado de resultado proyectado porcentual	54
6. Proyección de los flujos de caja libre	54
6.1. Inversión en reposición	54
6.2. Nuevas inversiones de capital.....	55
6.3. Inversión o liberación de capital de trabajo operativo neto	56
6.4. Valor terminal.....	56
6.5. Flujo de caja libre proyectado	57
7. Precio de la acción estimado	57
7.1. Valor presente de los flujos de caja libre	57
7.2. Déficit o exceso de capital de trabajo operativo neto.....	58
7.3. Activos prescindibles y otros activos	58
7.4. Valorización económica de la empresa	59
7.5. Análisis de sensibilidad	61
8. CONCLUSION.....	63
9. BIBLIOGRAFÍA.....	64
ANEXOS.....	66
A) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 2017-2021	66
B) ESTADO DE RESULTADO 2017 - 2021	67

Índice de tablas

Tabla 1: Principales accionistas.....	7
Tabla 2: Ingresos por concepto kUSD	16
Tabla 3: Ingresos por concepto %	16
Tabla 4: Ponderación por línea de negocio.....	17
Tabla 5: Ingresos por tipo de clientes kUSD	17
Tabla 6: Ingresos por tipo de cliente %.....	18
Tabla 7: Costo de la operación kUSD.....	18
Tabla 8: Costos de la operación %	18
Tabla 9: Resultado N.O.....	20
Tabla 10: Gastos de administración.....	21
Tabla 11: Otros ingresos operacionales	21
Tabla 12: Otros gastos.....	21
Tabla 13: Ingresos y costos financieros.....	21
Tabla 14: Asociadas y negocios conjuntos	22
Tabla 15: Diferencia de cambio	22
Tabla 16: Impuesto a la renta	22
Tabla 17: Tasa efectiva impuesto a la renta	22
Tabla 18: Márgenes kUSD.....	23
Tabla 19: Márgenes %.....	23
Tabla 20: Resumen márgenes.....	23
Tabla 21: Balance	25
Tabla 22: Efectivo y equivalente al efectivo	26
Tabla 23: Otros activos financieros.....	26
Tabla 24: Plusvalía	27
Tabla 25: Activos impuestos diferidos.....	27
Tabla 26: Capital de trabajo.....	28
Tabla 27: Inversiones.....	29
Tabla 28: Detalle inversiones.....	29
Tabla 29: Capacidad instalada actual	36
Tabla 30: Capacidad instalada esperada.....	37
Tabla 31: Deuda proyectada.....	37
Tabla 32: Plan de inversiones.....	38
Tabla 33: Desconexiones de plantas esperadas	38
Tabla 34: % Depreciación sobre activos fijos netos.....	39
Tabla 35: Depreciación nuevas plantas esperada	39

Tabla 36: Depreciación activo fijo netos proyectada.....	39
Tabla 37: Total depreciación proyectada	40
Tabla 38: Matriz capacidad instalada proyectada	45
Tabla 39: % Generación por tipo	46
Tabla 40: Plan de descarbonización	47
Tabla 41: Impuesto proyectado.....	53
Tabla 42: Estado de resultado proyectado.....	53
Tabla 43: Estado de resultado proyectado %	54
Tabla 44: Inversión en reposición proyectada.....	55
Tabla 45: Plan de inversiones proyectado	55
Tabla 46: Capital de trabajo proyectado	56
Tabla 47: Flujo caja de libre	57
Tabla 48: Exceso capital de trabajo	58
Tabla 49: Activos prescindibles.....	59
Tabla 50: Valorización económica de la empresa.....	59
Tabla 51: Análisis de sensibilidad	62

Índice de Ilustraciones:

Ilustración 1: Diagrama industria de energía.....	9
Ilustración 2: Costo de energía y potencia.....	19
Ilustración 3: Precio del carbón.....	20
Ilustración 4: Venta de energía histórico.....	30
Ilustración 5: Consumo de energía proyectado.....	31
Ilustración 6: Generación histórica.....	31
Ilustración 7: Generación vs contratos EECL.....	32
Ilustración 8: Generación por fuente.....	33
Ilustración 9: Generación por compañía.....	33
Ilustración 10: Capacidad instalada por empresa.....	34
Ilustración 11: Ingresos por fuente.....	42
Ilustración 12: Venta de energía y precios.....	43
Ilustración 13: Fuentes de energía.....	43
Ilustración 14: Ingresos por fuente proyectados.....	46
Ilustración 15: Costos por tipo proyectados.....	50

RESUMEN EJERCUTIVO

EECL es una de las principales empresas de generación y transmisión de energía del país, conformando parte de las 26 empresas que conforman el IPSA. Es la cuarta empresa generadora de energía a nivel nacional con más de 2.200 MW en capacidad instalada.

En el desarrollo de este informe se valoriza la empresa bajo el método de flujos descontados comparables al 31 de marzo del 2021.

La tasa WACC utilizada es de 4,65%, la cual nos da como resultado para el método de flujos descontados un precio por acción de USD1,0231.

El precio de mercado de la acción a la fecha de valoración es de USD 1,12, el cual ha venido disminuyendo sistemáticamente desde el 2019, fecha en que se presenta un proyecto de ley para prohibir el uso de centrales termoeléctricas.

EECL cuenta con un estructurado plan de descarbonización que se espera sea finalizado el 31 de diciembre del 2025, por lo que los esfuerzos de la empresa están concentrados en lograr la transición energética manteniendo su segmento de mercado. Esperamos que, al finalizar el plan, el precio de la acción de EECL comience a aumentar gradualmente dado que ya tendría las herramientas para generar su propia energía y de esa manera cubrir con sus obligaciones contractuales. No lograr la transición energética implicaría, además, que EECL esté sujeta a los precios de energía del mercado spot lo que afectaría directamente el margen de la compañía.

1. METODOLOGÍA

1.1. Principales métodos de valoración

Los métodos de valoración tienen como objetivo estimar un valor económico para la compañía. La literatura ofrece diversos grupos de métodos de valoración, los cuales se basan en: i) las cuentas del balance de la empresa, ii) las cuentas de resultados de la empresa, iii) en las cuentas del balance y de resultados de la empresa (métodos mixtos), iv) en el descuento de flujos y v) la valoración de opciones reales (Fernández, 2012). Por ello, los resultados obtenidos nunca serán exactos ni únicos, y que además dependerán de la situación de la empresa en un determinado momento. Los equipos de analistas comprueban y determinan el valor teórico por acción, es decir, el valor económico de la empresa dividido por el número de acciones emitidas por la sociedad cuyos sus resultados difieren, dado que cada analista o equipo de *research* utilizan distintos supuestos (Damodaran, 2002).

Dentro de los métodos más conocidos se encuentran el modelo de flujos de caja descontados, múltiplos o comparables y descuento de dividendos (Bancel y Mittoo, 2014; Fernández, 2012; Papelu *et al.*, 2019; Pinto *et al.*, 2019). En este trabajo se utiliza el modelo de flujos de caja descontados y el método de valoración por múltiplos.

1.1.1. Método de flujos de caja descontados

El método de flujos de caja descontado, en adelante FCD, está dentro de las metodologías más científicas y teóricamente precisas para realizar una valoración, porque está relacionada con la utilidad y el crecimiento del negocio que está siendo evaluado (Fernández, 2012; Maquieira y Espinosa, 2019).

Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las maneras de valorar firmas y una de las metodologías más utilizadas, siendo el punto de partida para construir cualquier otro método de valoración. Para realizar valoraciones comparativas de manera correcta, debemos entender los fundamentos tras la valoración por FCD. Para aplicar valoración por otro método, generalmente debemos comenzar por descontar flujos de caja. Esta es la razón de por qué gran parte de la literatura se centra en discutir los fundamentos tras el método de FCD. Alguien que entienda estos fundamentos estará capacitado para analizar y utilizar otras metodologías (Damodaran, 2002).

En el método de FCD, los flujos de caja libre son modelados sobre un horizonte de tiempo determinado (período explícito de proyección) y luego descontados para reflejar su valor presente. Además de estos flujos de caja, este valor debe ser determinado para flujos de caja generados más allá del horizonte de proyección, comúnmente llamado “valor terminal” o “perpetuidad” (período implícito de proyección). Entonces, este método será altamente sensible a la tasa de descuento (Fernández, 2012; Damodaran, 2002; Maquieira y Espinosa, 2019; Papelu *et al.*, 2019).

A pesar de la rigurosidad de los fundamentos teóricos, los parámetros de valoración incluidos a través de una metodología de FCD son principalmente proyecciones de largo plazo, las cuales intentan modelar los números de una compañía, los factores específicos de una industria y las tendencias macroeconómicas que ejerzan ciertos grados de variabilidad en los resultados de una compañía. El componente del valor terminal en un FCD generalmente representa la mayor parte del valor implícito final y es extremadamente sensible a los efectos acumulativos de los supuestos operacionales que subyacen a las proyecciones. En consecuencia, las proyecciones de largo plazo y

la elección del valor de un múltiplo final de salida y/o la tasa de crecimiento perpetuo, ocupan un rol fundamental en determinar el valor de la compañía bajo análisis (Maquieira y Espinosa, 2019).

En la valoración basada en descuento de flujos se determina una tasa de descuento adecuada para cada tipo de flujo de fondos. La determinación de la tasa de descuento es uno de los puntos más importantes. Se realiza teniendo en cuenta el riesgo, las volatilidades históricas y, en la práctica, muchas veces el descuento mínimo exigido lo marcan los interesados, ya sea compradores o vendedores no dispuestos a invertir o vender por menos de una determinada rentabilidad, etc. En general, cuando hablamos de la determinación de una tasa de descuento para descontar los flujos de la empresa (en su parte operativa), en un contexto de una valoración por el método de FCD, hablamos del costo de capital (tasa de los activos). Esta tasa se calcula frecuentemente como un promedio ponderado entre el costo de la deuda (k_b) y la rentabilidad exigida por los accionistas, que se le denomina con frecuencia costo patrimonial (k_p). Así, al calcular el costo de capital de esta manera, se le da el nombre de “costo de capital promedio ponderado” (WACC, por sus siglas en inglés). El WACC es la tasa a la que se deben descontar los flujos de caja libre totales para obtener el valor total de una empresa (en su parte operativa), que tenga deuda financiera, y en que los ahorros de impuestos asociados a los intereses del pago de la deuda se incorporen en la tasa de descuento y no en los flujos de caja de la empresa (Fernández, 2012; Damodaran, 2002; Maquieira y Espinosa, 2019; Papelu *et al.*, 2019).

Para valorar la empresa (en su parte operativa) de la forma descrita, se requiere que la empresa tenga una estructura de capital objetivo de largo plazo, si no se cumple esta

condición no podría valorarse así (se debería hacer por valor presente ajustado) (Maquieira y Espinosa, 2019).

Al aplicar el método de FCD para valorar la empresa (en su parte operativa), la determinación del valor completo de la empresa implicaría adicionar los activos prescindibles (activos que no son necesarios para la operación de la empresa) y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo que la empresa pudiera tener al momento de la valoración. Por último, la valoración del patrimonio, simplemente se hace restando al valor completo de la empresa, el valor presente de la deuda financiera al momento de la valoración (Maquieira y Espinosa, 2019).

En el caso que la empresa no tenga deuda, es decir, sea financiada 100% con patrimonio, la valoración de la empresa en su parte operativa se realiza descontando los flujos de caja totales (los mismos anteriormente descritos), a una tasa de costo de capital sin deuda, también referida como tasa de rentabilidad a exigir al negocio (dado su nivel de riesgo). Para obtener el valor completo de la empresa, se hacen los ajustes ya mencionados, de adicionar el valor de los activos prescindibles y ajustar el exceso o déficit de capital de trabajo, al momento de la valoración. Por supuesto, este valor completo de la empresa coincidiría con el valor del patrimonio (Fernández, 2012).

2 . Descripción de la empresa e industria

2.1. Descripción de la empresa

2.1.1. Antecedentes del negocio e historia

ENGIE Energía Chile (EECL) es una empresa con presencia en los mercados de generación, transmisión, transporte de gas e infraestructura portuaria. La compañía es una subsidiaria del grupo ENGIE, el mayor productor independiente de energía del mundo, cuyo propósito es acelerar la transición hacia una economía carbono neutral, ofreciendo generación eléctrica baja en emisiones de carbono, energías renovables y soluciones eficientes e inteligentes para las personas, empresas y ciudades.

Actualmente EECL es uno de los generadores de electricidad más importante de Chile (cuarto a nivel nacional) con cerca de 2.200 MW de capacidad instalada, más de 9.700GWh en ventas de energía. Cuenta con una destacada participación (tercer lugar) en el sector de transmisión, con casi 3.000 km de líneas en operación, considerando entre ellos la línea TEN de 600 km, que en 2017 permitió al país contar con un único sistema eléctrico. Sumado eso, también opera 2 puertos en la zona norte del país y cuenta con una capacidad de 8 millones de m³ de transporte diario potencial de gas.

2.1.2. Principales accionistas

Tabla 1: Principales accionistas

Nombre (Apellido paterno, materno, nombres)	Número de acciones suscritas	% de propiedad
ENGIE LATAM SA	631.924.219	59,99%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	35.767.876	3,40%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE STATE STREET	31.114.469	2,95%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	18.177.635	1,73%
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	16.817.825	1,60%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	15.780.591	1,50%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	15.014.763	1,43%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO A	14.372.536	1,36%
MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	13.931.000	1,32%
BCI C DE B S A	13.878.993	1,32%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO B	13.464.140	1,28%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION A	13.416.414	1,27%

Fuente: CMF Chile (hasta fin de marzo, 2021)

2.1.3. Filiales

Sus principales filiales son:

- **Electroandina S.A.:** Empresa generadora de electricidad, opera la Central Termoeléctrica Tocopilla, construida en 1915
- **Central Termoeléctrica Andina S.A.:** Fue fundada en 2006, la línea de negocio de la empresa incluye la generación, transmisión y / o distribución de energía eléctrica.
- **Gasoducto Nor Andino SpA:** Gasoducto de gas natural en Argentina y Chile.
- **Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.:** Gasoducto de gas natural en Argentina.
- **Inversiones Hornitos SpA. :** Empresa de Generación, transmisión y distribución de energía.
- **Edelnor Transmisión S.A.:** Empresa de transmisión de electricidad, constituida en el 2008.
- **Solairedirect Generación VI SpA:** Empresa de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.
- **Solairedirect Generación IX SpA:** Empresa de generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas.

- **Parque Eólico Los Trigales SpA:** Empresa de generación, opera el parque eólico Los Trigales.
- **Solar Los Loros SpA:** Empresa de generación, opera el parque solar Los Loros.
- **PV Coya SpA:** Empresa de generación, opera un parque solar.
- **Eólica Monte Redondo SpA:** Empresa de generación, opera un parque eólico

2.2. Descripción de la industria

2.2.1. Estado actual

El sector eléctrico de Chile es un mercado liberalizado maduro, abierto a la inversión privada en todos los segmentos de la cadena de valor. Fue el primer país en privatizar y reestructurar su industria energética en la región, aumentando así la transparencia y eficiencia de su sector eléctrico. Desde entonces, el sector ha evolucionado hasta la actual estructura más competitiva, aunque cinco empresas aún dominan el segmento de generación (Enel Generación, AES Andes, Colbún y Engie) pero en los últimos años, como consecuencia de las ERNC, muchos nuevos actores han entrado en el mercado.

En diciembre de 2017, se creó un nuevo mercado único (denominado SEN1) al unificar el SIC y el SING y un único operador del sistema denominado Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”; Coordinador Nacional de Energía). Las funciones del CEN incluyen asegurar un suministro adecuado de electricidad al sistema y proporcionar un despacho eficiente y económico de las centrales eléctricas.

El sector eléctrico de Chile está compuesto por 3 pilares:

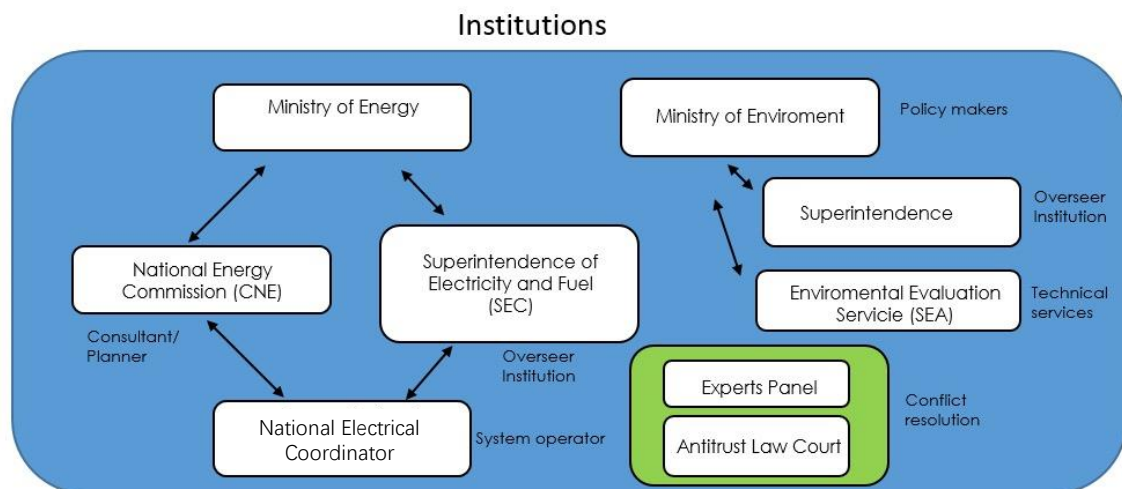
Generación: Enel Generación, AES Andes, Colbún y Engie dominan con 62% de la participación del mercado, de los cuales, 64% de sus generaciones son vendidos a grandes clientes industriales y 46% a clientes regulados;

Transmisión: Transelec es la empresa más grande en el segmento de transmisión, cuenta con 48% de las líneas troncales;

Distribución: Son 26 empresas de distribución, entre los cuales hay 3 empresas dominantes, SGCC (adquirió Chilquinta y CGE en 2020 y 2021), Enel Distribución y SAESA.

2.2.2. Regulación y fiscalización

Ilustración 1: Diagrama industria de energía



Fuente: Reporte de mercado de Systep, 2017

Ministerio de Energía: El Ministerio de Energía es el departamento gubernamental para asuntos energéticos. Es el encargado de formular las políticas, programas y estándares orientados a promover el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético.

Comisión Nacional de Energía (CNE): De acuerdo con la Ley, la Comisión es un órgano técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que debe adherirse la producción, generación, transporte y distribución de energía, a fin de contar con una energía suficiente, segura y servicio de calidad, compatible con la operación más económica.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): La superintendencia de Electricidad y Combustibles es una entidad cuya misión es velar por el adecuado funcionamiento de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

Coordinador Eléctrico Nacional: Coordinador Eléctrico Nacional es el coordinador y operador independiente del sistema eléctrico con representantes de los principales participantes del sector eléctrico (empresas de generación, transmisión y distribución, así como grandes clientes no regulados), cuya misión es determinar la operación de todas instalaciones en el sistema, incluido generación y transmisión.

Ministerio del Ambiente: El ministerio de Ambiente fue creado en enero de 2010, reemplazando a la antigua Comisión Nacional del Ambiente (CONAMA). Este Ministerio tiene a su cargo el desarrollo e implementación de diversos instrumentos de gestión ambiental en relación a las normas, protección de los recursos naturales, educación ambiental y control de la contaminación, entre otros temas.

Panel de Expertos: El panel de expertos fue establecido por la Ley N ° 19.940 de 2004, es un órgano colegiado especializado para resolver discrepancias en el sector eléctrico.

2.2.3. Empresas comparables

Nombre de la Empresa	Enel Generación Chile S.A.
País	Chile
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Santiago
Ticker o Nemotécnico	ENELGXCH
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Enel Generación Chile S.A., una empresa de servicios eléctricos, se dedica a la generación, transmisión y distribución de electricidad en Chile. La empresa genera electricidad a través de fuentes de energía hidroeléctrica, térmica y eólica. Al 31 de diciembre de 2019, contaba con 6.114 megavatios de capacidad instalada con 28 instalaciones de generación y un total de 110 unidades de generación.</p> <p>La empresa también suministra su electricidad a empresas de distribución de electricidad reguladas; empresas industriales no reguladas principalmente en los sectores de minería, celulosa y acero; y el mercado de la piscina. Además, ofrece servicios de consultoría en ingeniería.</p> <p>La compañía se conocía anteriormente como Empresa Nacional de Electricidad S.A. y cambió su nombre a Enel Generación Chile S.A. en noviembre de 2016. La compañía fue fundada en 1943 y tiene su sede en Santiago, Chile. Enel Generación Chile S.A. es una subsidiaria de Enel Chile S.A.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Generación, distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 654,2 millones dólares, y su margen de EBITADA es 34,1%.

Nombre de la Empresa	Companhia Energética de Pernambuco – CELPE
País	Brasil
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Sao Paulo
Ticker o Nemotécnico	CEPE5
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Companhia Energética de Pernambuco - CELPE se dedica a la generación y distribución de electricidad a clientes residenciales y rurales, e industriales y comerciales en Brasil. Atiende aproximadamente a 3,6 millones de clientes.</p> <p>La empresa fue fundada en 1965 y tiene su sede en Recife, Brasil. Companhia Energética de Pernambuco - CELPE opera como subsidiaria de Neoenergia S.A.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Generación, distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 180,3 millones dólares, y su margen de EBITADA es 13,0%.

Nombre de la Empresa	Elektro Redes S.A.
País	Brasil
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Sao Paulo
Ticker o Nemotécnico	EKTR4
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Elektro Redes S.A. se dedica a la distribución de energía eléctrica a hogares y empresas en Brasil. La empresa distribuye electricidad a 223 ciudades de São Paulo y 5 ciudades de Mato Grosso do Sul. Atiende aproximadamente a 6 millones de personas.</p> <p>La empresa se conocía anteriormente como Elektro Eletricidade e Serviços S.A. y cambió su nombre a Elektro Redes S.A. en agosto de 2016. La empresa fue fundada en 1998 y tiene su sede en Campinas, Brasil.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Distribución de energía
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 253,6 millones dólares, y su margen de EBITADA es 18,2%.

Nombre de la Empresa	Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.
País	Brasil
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Sao Paulo
Ticker o Nemotécnico	EQPA3
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. distribuye electricidad a clientes residenciales, industriales, comerciales, corporativos y rurales en el estado de Pará. Distribuye electricidad en cinco regiones, entre ellas Belém, Castanhal, Marabá, Santarém y Altamira; y atiende a 144 municipios que comprenden aproximadamente 8,6 millones de clientes.</p> <p>La empresa fue fundada en 1902 y tiene su sede en Belém, Brasil. Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. opera como una subsidiaria de Equatorial Energia S.A.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Distribución de energía
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 295,0 millones dólares, y su margen de EBITADA es 24,9%.

Nombre de la Empresa	Alupar Invetimento S.A.
País	Brasil
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Sao Paulo
Ticker o Nemotécnico	ALUP11
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Alupar Invetimento S.A., a través de sus subsidiarias, se dedica a la generación, transformación, transporte, distribución y comercialización de electricidad principalmente en Brasil, Colombia y Perú. La empresa opera a través de los segmentos de Transmisión y Generación. Opera 4 pequeñas centrales hidroeléctricas, 3 hidroeléctricas y 1 plantas de energía eólica con una capacidad instalada total de 580 MW. La compañía también tiene la concesión de 30 activos de transmisión por un total de 7.929 km de líneas de transmisión.</p>

	La empresa se conocía anteriormente como Alusa Participações y cambió su nombre a Alupar Investimento S.A. en julio de 2007. La empresa fue fundada en 2006 y tiene su sede en São Paulo, Brasil. Alupar Investimento S.A. es una subsidiaria de Guarupart Participações Ltda.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Generación, transmisión de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 747,8 millones dólares, y su margen de EBITADA es 60,0%.

Nombre de la Empresa	Compañía General de Electricidad S.A.
País	Chile
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Santiago
Ticker o Nemo técnico	CGE
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Compañía General de Electricidad S.A., se dedica a la distribución de energía eléctrica en Chile. La empresa brinda diversos servicios, tales como mantenimiento correctivo, arrendamiento de instalaciones eléctricas y equipos de medición, despacho postal, postes de soporte, elaboración de proyectos, redes de distribución aérea y subterránea, alumbrado público aéreo y subterráneo, iluminación LED, diagnóstico y mantenimiento, y paneles solares.</p> <p>Compañía General de Electricidad S.A. fue fundada en 1905 y tiene su sede en Santiago, Chile. Al 27 de julio de 2021, Compañía General de Electricidad S.A. opera como subsidiaria de State Grid International Development Co., Ltd.</p>
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 274,4 millones dólares, y su margen de EBITADA es 12,2%.

Nombre de la Empresa	Societatea Energetica Electrica S.A.
País	Rumania
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de valores de Bucharest (BVB) Bolsa de valores de London (LSE)
Ticker o Nemo técnico	BVB: EL LSE: ELSA
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	<p>Societatea Energetica Electrica S.A., junto con sus subsidiarias, se dedica a la distribución y suministro de electricidad en Rumania. Opera a través de los segmentos de Suministro de Electricidad y Gas Natural, Distribución de Electricidad, Generación de Electricidad y Mantenimiento de Redes Eléctricas Externas. La empresa brinda servicios de distribución de electricidad a proveedores de electricidad; suministra electricidad a los consumidores en el norte de Transilvania, el sur de Transilvania y el norte de Muntenia; y abastece de gas natural. También ofrece servicios de construcción, reparación, mantenimiento y otros para el sector energético. La compañía se conocía anteriormente como Societatea de Distributie si Furnizare a Energiei Electrice Electrica S.A. y cambió su nombre a Societatea Energetica Electrica S.A. en abril de 2016. Societatea Energetica Electrica S.A. fue fundada en 1898 y tiene su sede en Bucarest, Rumania.</p>

Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 206,7 millones dólares, y su margen de EBITADA es 13,2%.

Nombre de la Empresa	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A
País	Brasil
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Sao Paulo
Ticker o Nemo-técnico	ENMT4
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S / A se dedica a la distribución de energía eléctrica. Ofrece servicios a 141 municipios del Estado de Mato Grosso, Brasil. La empresa se conocía anteriormente como Centrais Eléctricas Matogrossenses y cambió su nombre a Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S / A en febrero de 2015. La empresa fue fundada en 1958 y tiene su sede en Cuiabá, Brasil. Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S / A es una subsidiaria de Rede Energia S.A.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 287,0 millones dólares, y su margen de EBITADA es 27,4%.

Nombre de la Empresa	Luz del Sur S.A.A.
País	Perú
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Lima
Ticker o Nemo-técnico	LUSURC1
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	Luz del Sur S.A.A. opera como una empresa de distribución, transmisión y generación eléctrica en Perú y resto de Latinoamérica. La empresa atiende a los sectores residencial, comercial, de servicios e industrial. Atiende aproximadamente a 1'130.000 millones de clientes con una superficie de 3.900 kilómetros cuadrados, incluidos 65 distritos de Lima, Huarochirí y Cañete. La empresa se conocía anteriormente como Edelsur. La empresa fue fundada en 1994 y tiene su sede en San Isidro, Perú. Luz del Sur S.A.A. es una subsidiaria de Ontario Quinta S.R.L.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 221,5 millones dólares, y su margen de EBITADA es 27,9%.

Nombre de la Empresa	Centrais Eléctricas de Santa Catarina S.A.
País	Brasil
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Sao Paulo
Ticker o Nemo-técnico	CLSC4
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes.
Descripción de la Empresa (profile)	Centrais Eléctricas de Santa Catarina S.A., a través de sus subsidiarias, genera, transmite y distribuye electricidad en Brasil. Principalmente posee

	y administra plantas hidroeléctricas, además de distribuir gas natural a través de tuberías. La empresa fue fundada en 1955 y tiene su sede en Florianópolis, Brasil.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Generación, transmisión y distribución de energía.
Negocios en que se encuentra	En los últimos 12 meses, su EBITDA es 177,5 millones dólares, y su margen de EBITADA es 9,9%.

Nombre de la Empresa	Colbún SA
País	Chile
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Santiago
Ticker o Nemo-técnico	COLBUN.SN
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes
Descripción de la Empresa (profile)	Es una empresa de origen chileno dedicada a la generación de energía eléctrica. Cuenta con 25 centrales de generación en Chile y Perú, a través de las cuales posee una capacidad instalada total cercana a los 3.900 MW distribuidos en distintos tipos de tecnologías de generación. La empresa cuenta además con 941 kilómetros de líneas de transmisión y en ella trabajan en total cerca de 1.000 personas.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Generación, transmisión de energía.
Negocios en que se encuentra	Los últimos 12 meses su EBITDA es de 518,45.

Nombre de la Empresa	Aes Andes S.A
País	Chile
Mercado donde Transa sus acciones	Bolsa de Santiago
Ticker o Nemo-técnico	AESANDES
Clase de Acción	NA
Derechos de cada Clase	Acciones comunes
Descripción de la Empresa (profile)	AES Andes lanzó su nueva identidad corporativa, la que refleja su transformación sostenible y ratifica su compromiso con acelerar el futuro de la energía y la transición hacia fuentes renovables de generación. El cambio en el nombre de la empresa- desde AES Gener- fue aprobado en su junta de accionistas del 23 de abril del 2021. Esta nueva marca representa la evolución de la compañía desde el lanzamiento de su estrategia Greentegra con la cual busca convertirse en la principal empresa proveedora de soluciones energéticas en Sudamérica. Al 2024, AES Andes habrá incrementado en 165% su capacidad renovable, lo que, sumado a un proceso gradual y responsable de descarbonización, reducirá en 44% la intensidad de carbono de su portafolio.
Sector e Industria (Clasificación Industrial)	Generación, distribución de energía
Negocios en que se encuentra	Los últimos 12 meses su EBITDA es de 972,45

3. Análisis del negocio

3.1. Fuentes de generación de ingresos operacionales.

La empresa tiene definido un segmento de operación que es la generación de energía.

Dentro de este segmento tiene dos líneas de negocios: generación y transmisión.

A continuación, se presentan los ingresos de acuerdo a concepto y tipo de clientes, donde la parte correspondiente a transmisión corresponde a “Venta de peaje”, la cual se define como: ingresos que tiene derecho el propietario de líneas y subestaciones eléctricas de acuerdo al artículo 114° de la ley general de servicio eléctricos (DFL N°4/Ley 20.018)

Tabla 2: Ingresos por concepto kUSD

Ingresos por concepto: (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Venta de energía y potencia	1.146.141	1.232.249	1.165.161	1.241.518	1.121.561	953.139
Venta y transporte de gas	39.586	18.795	37.851	16.934	44.401	8.893
Venta de combustible	673	334	646	9.057	12.525	1.160
Venta de peajes	102.607	102.887	98.098	95.891	77.683	68.819
Arriendo instalaciones	984	401	901	337	1.138	209
Servicios portuarios	9.234	9.823	8.974	9.119	8.295	8.600
Recupero seguro	5.316	-	-	-	-	-
Otros ingresos	44.113	81.392	40.027	81.580	9.693	13.242
Total	1.348.654	1.445.881	1.351.658	1.454.436	1.275.296	1.054.062

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El peso relativo de cada concepto es el siguiente:

Tabla 33: Ingresos por concepto %

Ingresos por concepto: (%)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Venta de energía y potencia	84,98%	85,22%	86,20%	85,36%	87,95%	90,43%
Venta y transporte de gas	2,94%	1,30%	2,80%	1,16%	3,48%	0,84%
Venta de combustible	0,05%	0,02%	0,05%	0,62%	0,98%	0,11%
Venta de peajes	7,61%	7,12%	7,26%	6,59%	6,09%	6,53%
Arriendo instalaciones	0,07%	0,03%	0,07%	0,02%	0,09%	0,02%
Servicios portuarios	0,68%	0,68%	0,66%	0,63%	0,65%	0,82%
Recupero seguro	0,39%	0,00%	-	-	-	-
Otros ingresos	3,27%	5,63%	2,96%	5,61%	0,76%	1,26%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el peso relativo correspondiente a venta de peaje no alcanza a ser un 10% en todos los años. La venta de peaje corresponde a los

ingresos percibidos por transmisión de energía, sin considerar la venta y transporte de carbón.

En resumen, el peso relativo de los ingresos percibidos por generación y transmisión es el siguiente:

Tabla 4: Ponderación por línea de negocio

Transmisión	8%	7%	7%	7%	6%	7%
Generación	92%	93%	93%	93%	94%	93%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Por lo que el gran porcentaje de ingresos son generados producto de la generación de energía.

Además, los tipos de clientes son:

Clientes regulados: clientes cuya potencia conectada es inferior a 5.000 Kw. Hasta este límite de potencia se considera monopolio natural, por ende, la ley regula las tarifas.

Clientes no regulados: clientes cuya potencia conectada es superior a 5.000 Kw. En este caso, la ley dispone la libertad de precios, por lo que pueden generar contratos bilaterales o autogenerarse.

Mercado Spot: clientes que se rigen de acuerdo a la variación de la oferta y la demanda. No sujeto a contratos.

Tabla 5: Ingresos por tipo de clientes KUSD

Ingresos por tipo de clientes (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Clientes regulados	512.492	564.141	528.200	576.900	398.700	197.200
Clientes no regulados	610.658	651.917	612.900	650.500	712.700	726.400
Mercado spot	29.400	14.100	24.100	14.100	10.200	29.600
Subtotal venta energía y potencia	1.152.550	1.230.158	1.165.200	1.241.500	1.121.600	953.200
Venta de gas	39.210	18.973	37.900	16.900	44.400	8.300
Otros ingresos	156.894	196.750	148.558	196.036	109.296	92.562
Total	1.348.654	1.445.881	1.351.658	1.454.436	1.275.296	1.054.062

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El peso relativo de cada cliente es el siguiente:

Tabla 6: Ingresos por tipo de cliente %

Ingresos por tipo de clientes (%)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Clientes regulados	38,00%	39,02%	39,08%	39,66%	31,26%	18,71%
Clientes no regulados	45,28%	45,09%	45,34%	44,73%	55,89%	68,91%
Mercado spot	2,18%	0,98%	1,78%	0,97%	0,80%	2,81%
Subtotal venta energía y potencia	85,46%	85,08%	86,21%	85,36%	87,95%	90,43%
Venta de gas	2,91%	1,31%	2,80%	1,16%	3,48%	0,79%
Otros ingresos	11,63%	13,61%	10,99%	13,48%	8,57%	8,78%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

3.2. Estructura de costos y gastos operacionales.

Los costos y gastos operacionales se dividen de la siguiente manera:

Tabla 7: Costo de la operación kUSD

Costo de la operación (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Combustibles	275.975	304.318	273.200	290.000	320.000	355.500
Costo de compra de energía y potencia al mercado	336.273	363.604	324.800	393.300	301.500	201.300
Depreciación y amortización	182.739	154.612	175.500	151.700	133.500	133.000
Otros costos directos	284.693	212.234	270.172	207.145	250.810	190.741
Total	1.079.680	1.034.768	1.043.672	1.042.145	1.005.810	880.541

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El peso relativo de cada concepto es el siguiente:

Tabla 8: Costos de la operación %

Costo de la operación (%)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Combustibles	25,56%	29,41%	26,18%	27,83%	31,82%	40,37%
Costo de compra de energía y potencia al mercado	31,15%	35,14%	31,12%	37,74%	29,98%	22,86%
Depreciación y amortización	16,93%	14,94%	16,82%	14,56%	13,27%	15,10%
Otros costos directos	26,37%	20,51%	25,89%	19,88%	24,94%	21,66%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

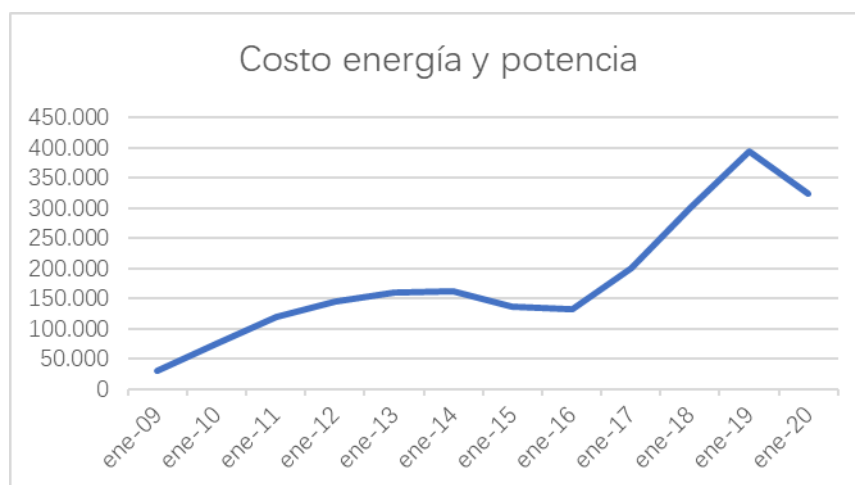
Podemos apreciar que la mayor proporción la genera la compra de energía al mercado spot, esto sucede cuando la energía generada no es suficiente, sin embargo, se debe cumplir una cuota por contrato, por lo que se debe salir al mercado spot a comprar el diferencial.

Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal.

Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio nudo correspondiente, según ha fijado semestralmente la autoridad.

En el siguiente gráfico podemos observar como han aumentado los costos por energía y potencia en los últimos años.

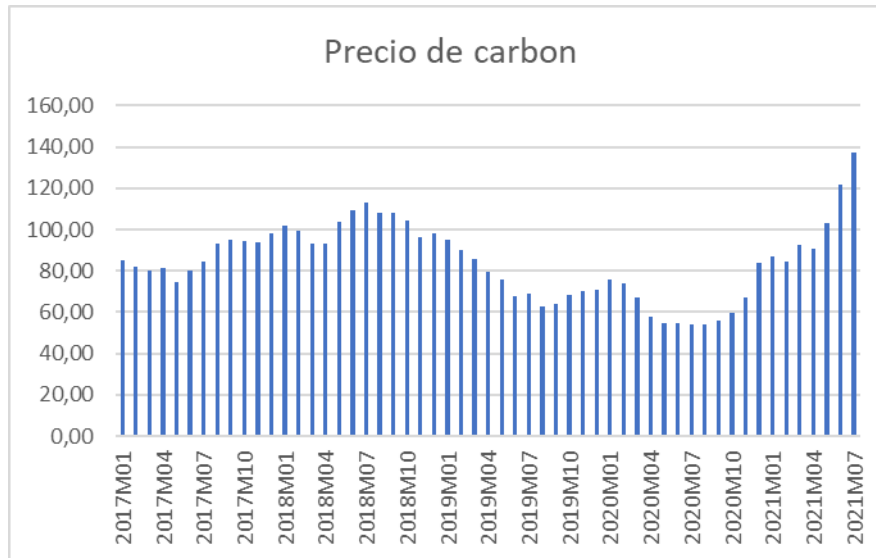
Ilustración 2: Costo de energía y potencia



Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El segundo mayor costo que tiene EECL es el relacionado con combustibles, principalmente el precio del carbón. EL siguiente gráfico muestra la evolución de los precios:

Ilustración 3: Precio del carbón



Fuente: Información extraída desde world bank

Por otro lado, los otros costos indirectos corresponden a una suma de costos relacionados con la operación como seguros, personal, operación, mantenimiento, etc.

3.3. Análisis resultado no operacional.

El resultado no operacional se compone de la siguiente manera:

Tabla 9: Resultado N.O

Otros ingresos y egresos no operacionales (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Gastos de administración	(38.250)	(42.673)	(37.059)	(43.813)	(41.525)	(39.684)
Otros ingresos operacionales	7.106	5.896	3.380	6.290	9.939	20.350
Otros gastos	(8.542)	(188.775)	(10.753)	(185.086)	(86.066)	(5.748)
Ingresos financieros	1.516	5.510	2.545	5.166	5.846	2.542
Costos financieros	(83.189)	(63.123)	(59.476)	(37.837)	(12.771)	(11.594)
Asociadas y negocios conjuntos	4.508	6.793	4.368	7.334	6.938	1.595
Diferencia de cambio	(5.211)	(4.516)	(7.269)	(3.024)	(2.285)	2.512
Impuesto a la renta	(26.603)	(31.463)	(40.191)	(42.604)	(38.339)	(34.484)
Resultado	(148.665)	(312.351)	(144.455)	(293.574)	(158.263)	(64.511)

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

La apertura de cada rubro es la siguiente:

Tabla 10: Gastos de administración

Gastos de administración (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Sueldos y salarios	14.999	13.138	13.959	13.549	14.146	13.478
Servicios de terceros y asesorías	10.483	9.455	9.039	9.407	7.721	6.797
Beneficios anuales y otros beneficios	7.571	7.612	8.608	6.502	7.554	5.992
Depreciación PPE	2.481	5.775	3.026	5.564	4.180	4.225
Amortización activos por D° de uso	1.340	-	1.047	-	-	-
Otros	1.376	6.693	1.380	8.791	7.924	9.192
Total	38.250	42.673	37.059	43.813	41.525	39.684

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Tabla 11: Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Arriendos	255	329	322	354	377	397
Venta de agua	2.411	2.238	2.096	2.326	2.614	2.474
Recupero incobrables	2.031	268	2.038	412	394	824
Deudas incobrables	-5.122	-493	(5.114)	(493)	-	-
Venta de PPE	4.764	52	1	60	71	100
Venta de repuestos	24	1	2	1	143	178
Recupero siniestro	1.293	2.352	3.264	2.381	5.352	13.259
Multa cumplimiento contrato	0	1.000	-	1.000	-	-
Otros ingresos	1.450	149	771	249	988	3.118
Total	7.106	5.896	3.380	6.290	9.939	20.350

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Tabla 12: Otros gastos

Otros gastos (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Baja por venta de PPE	1.287	273	160	262	75	2
Baja de PPE	-	-	-	-	8.843	-
Costos de venta respuestos	283	223	264	223	-	-
Deterioro económico	10.329	182.932	10.329	182.932	72.529	-
Deudas incobrables	(1.121)	990	-	-	1.264	823
Gastos proyectos en desarrollo	-	1.654	-	1.654	401	1.110
Gastos por cargo público	518	(51)	-	15	-	-
Multas fiscales	-	-	-	-	-	3.318
Otros gastos	(2.754)	2.754	-	-	2.954	495
Total	8.542	188.775	10.753	185.086	86.066	5.748

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Tabla 13: Ingresos y costos financieros

Ingresos y costos financieros (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Ingresos financieros	1.516	5.510	2.545	5.166	5.846	2.542
Costos por intereses	(77.103)	(57.085)	(53.412)	(31.785)	(6.792)	(11.594)
Costos por intereses leasing	(6.086)	(6.038)	(6.064)	(6.052)	(5.979)	-
Total	(81.673)	(57.613)	(56.931)	(32.671)	(6.925)	(9.052)

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Tabla 14: Asociadas y negocios conjuntos

Empresas asociadas	RUT	País	Moneda	Porcentaje participación
Transmisora Eléctrica del Norte SA	76.787.690-4	Chile	USD	50%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Las empresas asociadas son reconocidas bajo el método de la participación. Para el caso de Transmisora Eléctrica del Norte SA se ha mantenido el porcentaje de participación, no ha disminuido ni aumentado.

Tabla 15: Diferencia de cambio

Diferencia de cambio (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Activos	6.162	(17.505)	456	(10.629)	(12.975)	9.014
Pasivos	-11.373	12.989	(7.725)	7.605	10.690	(6.502)
Total	(5.211)	(4.516)	(7.269)	(3.024)	(2.285)	2.512

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

La moneda funcional de EECL es USD, sin embargo, opera también con monedas tales como: EUR, peso argentino, UF, CLP, GBP, YEN y franco suizo, lo que genera ajustes por diferencias de cambio.

Tabla 16: Impuesto a la renta

Impuesto a la renta (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Impuesto calculado sobre T.E	38.904	35.577	54.247	43.672	40.240	36.566
Gastos no aceptados	-	-	-	-	-	(5.300)
Diferencia permanentes VP Filiales	(1.217)	(1.834)	(1.179)	(1.980)	(1.766)	(407)
Otras diferencias	(11.084)	(2.280)	(12.877)	912	(135)	3.625
Total diferencias permanentes	(12.301)	(4.114)	(14.056)	(1.068)	(1.901)	(2.082)
Total	26.603	31.463	40.191	42.604	38.339	34.484

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Tabla 17: Tasa efectiva impuesto a la renta

Tasa efectiva impuesto a la renta (kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Impuesto calculado sobre T.E	27%	27%	27,00%	27,00%	27,00%	25,50%
Gastos no aceptados	0,00%	0%	0,00%	0,00%	0,00%	-5,37%
Diferencia permanentes VP Filiales	2,11%	-2%	-0,94%	-1,23%	-1,18%	-0,29%
Otras diferencias	3,76%	-74%	-6,33%	0,64%	-0,12%	4,19%
Total diferencias permanentes	5,87%	-76%	-7,27%	-0,59%	-1,30%	-1,47%
Total	32,87%	-48,80%	19,73%	26,41%	25,70%	24,03%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

3.4. Análisis de los márgenes

El Estado de Resultado de EECL se presenta como sigue:

Tabla 18: Márgenes kUSD

(En kUSD)	LTM mar- 21	LTM mar-20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Ingresos de actividades ordinarias	1.348.654	1.445.881	1.351.658	1.454.436	1.275.296	1.054.062
Costo de ventas	-1.079.680	-1.034.768	-1.043.672	-1.042.145	-1.005.810	-880.541
Ganancia bruta	268.974	411.113	307.986	412.291	269.486	173.521
Otros ingresos	7.106	5.896	3.380	6.290	9.939	20.350
Gastos de administración	-38.250	-42.673	-37.059	-43.813	-41.525	-39.684
Operating profit - EBIT	237.830	374.336	274.307	374.768	237.900	154.187
Otros gastos, por función	-8.542	-188.775	-10.753	-185.086	-86.066	-5.748
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	229.288	185.561	263.554	189.682	151.834	148.439
Ingresos financieros	1.516	5.510	2.545	5.166	5.846	2.542
Costos financieros	-83.189	-63.123	-59.476	-37.837	-12.771	-11.594
Asociadas	4.508	6.793	4.368	7.334	6.938	1.595
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-5.211	-4.516	-7.269	-3.024	-2.285	2.512
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	146.912	130.225	203.722	161.321	149.562	143.494
Gasto por impuestos a las ganancias	-26.603	-31.463	-40.191	-42.604	-38.339	-34.484
Net income	120.309	98.762	163.531	118.717	111.223	109.010

En términos porcentuales se presenta como sigue:

Tabla 19: Márgenes %

En %	LTM mar- 21	LTM mar-20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Ingresos de actividades ordinarias	100,00%	100%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costo de ventas	-80,06%	-71,57%	-77,21%	-71,65%	-78,87%	-83,54%
Ganancia bruta	19,94%	28,43%	22,79%	28,35%	21,13%	16,46%
Otros ingresos	0,53%	0,41%	0,25%	0,43%	0,78%	1,93%
Gastos de administración	-2,84%	-2,95%	-2,74%	-3,01%	-3,26%	-3,76%
Operating profit - EBIT	17,63%	25,89%	20,29%	25,77%	18,65%	14,63%
Otros gastos, por función	-0,63%	-13,06%	-0,80%	-12,73%	-6,75%	-0,55%
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	17,00%	12,83%	19,50%	13,04%	11,91%	14,08%
Ingresos financieros	0,11%	0,38%	0,19%	0,36%	0,46%	0,24%
Costos financieros	-6,17%	-4,37%	-4,40%	-2,60%	-1,00%	-1,10%
Asociadas	0,33%	0,47%	0,32%	0,50%	0,54%	0,15%
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-0,39%	-0,31%	-0,54%	-0,21%	-0,18%	0,24%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	10,89%	9,01%	15,07%	11,09%	11,73%	13,61%
Gasto por impuestos a las ganancias	-1,97%	-2,18%	-2,97%	-2,93%	-3,01%	-3,27%
Net income	8,92%	6,83%	12,10%	8,16%	8,72%	10,34%

Los márgenes son los siguientes:

Tabla 20: Resumen márgenes

En %	LTM mar- 21	LTM mar- 20	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Margen Bruto	19,94%	28,43%	22,79%	28,35%	21,13%	16,46%
Margen Operacional	17,63%	25,89%	20,29%	25,77%	18,65%	14,63%
Margen Neto	8,92%	6,83%	12,10%	8,16%	8,72%	10,34%
ROA (Utilidad/Activos)	3,28%	2,65%	4,39%	3,38%	3,21%	3,24%
ROE (Utilidad/Patrimonio)	5,57%	4,56%	7,54%	5,59%	5,20%	5,28%
Margen EBITDA	31,18%	36,58%	39,13%	36,20%	21,34%	27,29%

Se puede apreciar que todos los márgenes son positivos.

Margen bruto: Al ser positivo el margen bruto todos los años, podemos confirmar que los ingresos por actividades de operación son superiores a los costos de generar esta operación, por lo que el core del negocio operativamente si es rentable. El promedio de los últimos años supera el 20% lo que es bastante positivo porque deja un margen no menor para el resto de los costos/gastos.

Margen Operacional: al agregar los gastos de administración los cuales corresponden al 3% del total de los ingresos totales, el margen se mantiene en un 20% promedio por los últimos años. Esto refleja que el margen EBIT se mantiene como utilidad.

Margen Neto: El resultado final en promedio es del 9% del total de los ingresos teniendo fluctuaciones entre el 12% y el 7%. Esto significa que, ya habiendo incurrido en todos los gastos se obtiene utilidad como resultado final, lo que es bastante positivo, ya que indica que la utilidad generada en la operación es muy superior a los costos/gastos incurridos para llevar a cabo el negocio en su totalidad.

ROA: el promedio del ROA es de 3% aprox. Los últimos años, lo que se considera bajo, ya que lo esperado es que el ROA sea superior al 5% para considerar que la capacidad de generación de ingresos que tienen los activos sea rentable.

ROE: el promedio del ROE es de 5,6% los últimos años, lo que es positivo. El ROE indica la rentabilidad de los fondos de los accionistas sobre la utilidad. Al ser mayor al ROA indica que parte de los activos totales han sido financiados con deuda externa.

EBITDA: esta ratio representa la utilidad pura de la compañía independiente de si es financiado con deuda propia o externa (se excluye el gasto financiero), independiente del desgaste operacional normal de los activos (depreciación) y sin considerar el costo por impuestos, por lo que muestra la rentabilidad de la compañía de acuerdo a su operación. Para el caso de EECL, el margen EBITDA es de 32% lo que es bastante

positivo y que refleja porque la industria de energía es tan atractiva y porque han aparecido nuevos inversionistas extranjeros que han apostado por invertir en Chile.

3.5. Análisis de los activos y pasivos

El detalle de los activos al 31 de marzo del 2021 es el siguiente:

Tabla 21: Balance

ACTIVOS	31-03-2021	Operacional	No Operacional
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	199.867	-	X
Otros activos financieros corrientes	26	-	X
Otros activos no financieros corrientes	18.849	X	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	147.407	X	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7.958	X	-
Inventarios corrientes	86.674	X	-
Activos por impuestos corrientes, corrientes	50.426	X	-
Activos corrientes totales	511.207		
Activos no corrientes			
Otros activos no financieros no corrientes	19.508	X	-
Cuentas por cobrar no corrientes	30.918	X	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	13.854	X	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	93.464	X	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	200.524	X	-
Plusvalía	25.099		X
Propiedades, planta y equipo	2.666.674	X	
Activos por derecho de uso	85.217	X	
Activos por impuestos diferidos	21.227	-	X
Total de activos no corrientes	3.156.485		
Total de activos	3.667.692		

Patrimonio y pasivos	31-03-2021	Operacional	No Operacional
Pasivos			
Pasivos corrientes:			
Otros pasivos financieros corrientes	56.290		X
Pasivos por arrendamientos corrientes	5.762		X
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	176.825	X	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8.677	X	
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11.364	X	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	10.415	X	
Otros pasivos no financieros corrientes	2.387	X	
Pasivos corrientes totales	271.720		
Pasivos no corrientes:			
Otros pasivos financieros no corrientes	831.008		X
Pasivos por arrendamientos no corrientes	84.115		X
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	54.566	X	
Otras provisiones a largo plazo	61.143	X	
Pasivo por impuestos diferidos	204.143		X
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	67	X	
Otros pasivos no financieros no corrientes	57	X	
Total de pasivos no corrientes	1.235.099		
Total de pasivos	1.506.819		

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Los rubros no operacionales y mixtos fueron clasificados de acuerdo a la naturaleza de sus partidas. El detalle es el siguiente:

Efectivo y equivalente al efectivo: se clasifica como no operacional debido a que el mayor saldo corresponde a depósitos a plazo.

La composición del rubro al 31.03.2021 y 31.12.2020 es:

Tabla 22: Efectivo y equivalente al efectivo

Efectivo y equivalente al efectivo	31-03-2021		31-12-2020	
	kUSD	%	kUSD	%
Efectivo en caja	245	0,12%	47	0,02%
Saldo en bancos	54.070	27,05%	40.993	17,43%
Depósitos a plazo	145.552	72,82%	194.210	82,55%
Total	199.867	100,00%	235.250	100,00%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Como se puede apreciar el saldo de caja mas bancos representa el 27,18% al 31 de marzo del 2021 y el 17,45% al 31 de diciembre del 2020. Por otro lado, los depósitos a plazo corresponden en ambos periodos a más del 70%.

Otros activos financieros corrientes: corresponden a fondos mutuos de corto plazo.

Tabla 23: Otros activos financieros

Otros Activos Financieros	31-03-2021		31-12-2020	
	kUSD	%	kUSD	%
Fondos Mutuos	26	100,00%	54	100,00%
Total	26	100,00%	54	100,00%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El 100% de este rubro esta invertido en fondos mutuos, lo cual no representa una actividad de la operación, sino más bien de inversión.

Plusvalía: corresponde al menor valor pagado por la adquisición de una nueva empresa de la cual se tiene control. Clasificamos este rubro como no operacional, porque no es el giro de la empresa adquirir nuevas compañías. Si bien, corresponde a su estrategia corporativa para crecer inorgánicamente, si estas empresas no fueran compradas la operación podría mantenerse sin inconvenientes.

El menor valor se genera cuando pago más por una empresa que, una vez ajustados sus activos y pasivos productos de la adquisición, su valor contable es menor.

El detalle es el siguiente:

Tabla 24: Plusvalía

Plusvalía	31-03-2021		31-12-2020	
	kUSD	%	kUSD	%
Valor justo de adquisición (Valor pagado)	1.221.197		1.221.197	
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos:				
Activos netos	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 (Valor contable)	1.196.098		1.196.098	
Plusvalía	25.099	100%	25.099	100%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Activos y pasivos por impuestos diferidos: corresponden a la diferencia temporal (o permanente) entre la base imponible tributaria y financiera. No corresponde a una actividad operacional como tal, sino que mas bien se relaciona con una obligación tributaria.

Tabla 25: Activos impuestos diferidos

Activos por impuestos diferidos	31-03-2021		31-12-2020	
	kUSD	%	kUSD	%
Activos por impuestos diferidos	21.227	100,00%	21.547	100,00%
Total	21.227	100,00%	21.547	100,00%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Pasivos financieros corrientes y no corrientes: corresponde al financiamiento de la empresa, ya sea a través de deuda, bonos u otros instrumentos. En la tabla de la Sección 3.1 se encuentra el detalle de la composición.

Pasivos por arrendamiento: se considera no operacional por el factor financiamiento que ahora es exigido bajo IFRS16, el cual forma parte del costo financiero.

3.6. Análisis Capital de trabajo

El capital de trabajo para EECL es de:

Tabla 26: Capital de trabajo

En KUSD	mar-21	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Otros activos no financieros corrientes	18.849	14.894	8.181	9.113	28.551
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	147.407	107.242	96.638	161.798	122.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7.958	812	11.999	26.116	7.183
Inventarios corrientes	86.674	76.680	116.204	158.860	129.548
Activos por impuestos corrientes, corrientes	50.426	29.934	12.679	10.216	12.939
Total activos operacionales corrientes:	311.314	229.562	245.701	366.103	300.392
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	176.825	207.141	190.426	160.808	161.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8.677	9.732	12.635	10.295	24.674
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11.364	10.161	23.432	10.117	9.110
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	10.415	15.524	12.348	13.275	14.745
Otros pasivos no financieros corrientes	2.387	12.294	14.896	1.382	5.973
Total pasivos operacionales corrientes	209.668	254.852	253.737	195.877	215.720
CTON	101.646	-25.290	-8.036	170.226	84.672
Ingresos operacionales	332.269	1.351.658	1.454.436	1.275.296	1.054.062
RCTON en %	30,59%	-1,87%	-0,55%	13,35%	8,03%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El promedio de los últimos años es de 4,7% aprox., mientras que al 31 de marzo del 2021 se presenta un 31% debido a que solo se registra un trimestre de ingresos, por lo

que se espera que al 31 de diciembre del 2021 se acerque al promedio de los años anteriores.

3.7. Análisis de las inversiones.

Las inversiones realizadas por EECL entre los años 2017 al 31 de marzo del 2021 se detallan en el siguiente cuadro:

Tabla 27: Inversiones

En KUSD	mar-21	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Compra propiedad, planta y equipos	41.752	185.089	154.720	224.155	493.879
Compra de activos intangibles	-	-	-	-	-
Total inversiones	41.752	185.089	154.720	224.155	493.879
Tasa de crecimiento	-77%	20%	-31%	-55%	
Ingresos operacionales	332.269	335.273	1.351.658	1.454.436	1.275.296
% inversiones sobre los ingresos	12,57%	55,21%	11,45%	15,41%	38,73%
Depreciación y amortización	39.296	155.257	134.449	113.485	111.293
% dep. y amort. Sobre inversiones	106,25%	119,21%	115,08%	197,52%	443,76%

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

El detalle de las inversiones es el siguiente:

Tabla 28: Detalle inversiones

Inversiones	mar-21	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
CTA	-	-	1.000	34.700	39.300
CTH	-	-	-	1.200	700
IEM	-	-	76.900	148.100	398.300
Subestaciones de transmisión	3.500	15.300	4.100	-	-
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y equipos	2.600	9.800	22.500	9.500	21.100
Mantenimiento mayor líneas y equipos de transmisión	2.000	5.100	8.500	18.600	23.800
Parque fotovoltaico	12.900	88.500	6.300	100	-
Parque eólico	17.100	61.000	22.600	-	-
Otros	3.652	5.389	12.820	11.955	10.679
Total	41.752	185.089	154.720	224.155	493.879

Fuente: Información extraída desde los Estados Financieros

Donde,

CTA: Central termoeléctrica Andina

CTH: Central termoeléctrica Hornitos

IEM:: Infraestructura Energética Mejillones, centra en base a gas natural.

Durante el 2020 muchos de los proyectos fueron paralizados producto del COVID-19 y el riesgo que presentaba la exposición del personal de EECL y contratistas para la salud de cada individuo, ya durante el 2021 se retomaron varios proyectos gracias al proceso de vacunación.

3.8. Análisis de crecimiento de la industria.

En el siguiente gráfico se muestra el crecimiento histórico de la industria de energía en GWh.

La venta proyectada de energía para los próximos años es de:

Ilustración 4: Venta de energía histórico

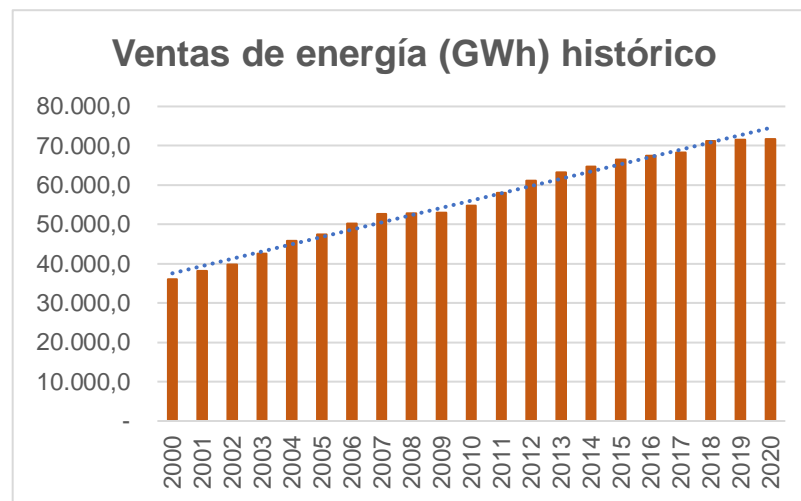


Gráfico realizado con datos de: Estadísticas CEN – Histórico de ventas anuales.

<https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>

El consumo proyectado de energía para los próximos años es de:

Ilustración 5: Consumo de energía proyectado

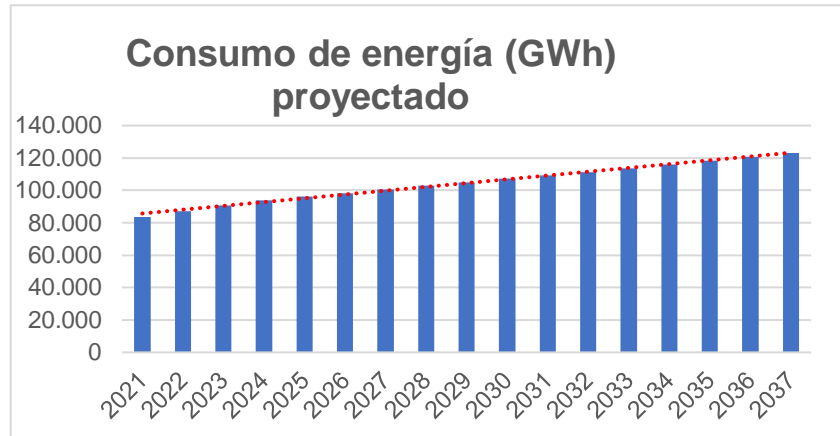


Gráfico realizado con datos de: Estadísticas CEN – Proyección de GWh
<https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>

Además, si analizamos la generación de EECL tenemos lo siguiente:

Ilustración 6: Generación histórica

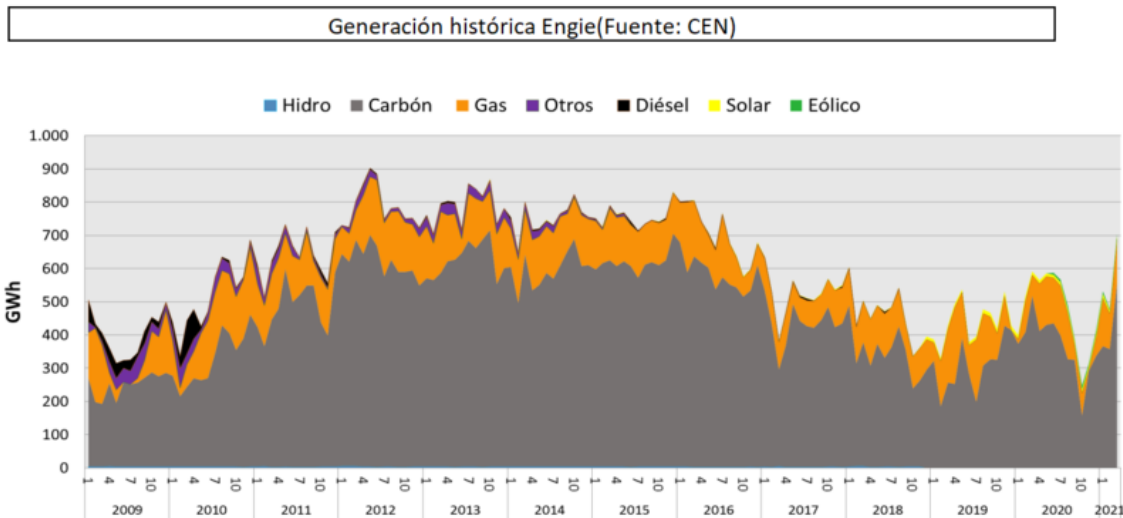


Gráfico realizado con datos de SysteP

En el gráfico podemos ver que la mayor fuente de energía proviene del carbón, por lo que dado el proyecto de ley que busca prohibir la instalación y funcionamiento de

centrales de generación termoeléctrica a carbón a partir del 31 de diciembre del 2025, EECL debería realizar varias inversiones para poder seguir compitiendo en el mercado ya que se ve directamente afectada. En la sección 6 se detallará este punto.

En el siguiente gráfico se compara la generación de Engie versus los contratos a los cuales debe vender su energía.

Ilustración 7: Generación vs contratos EECL

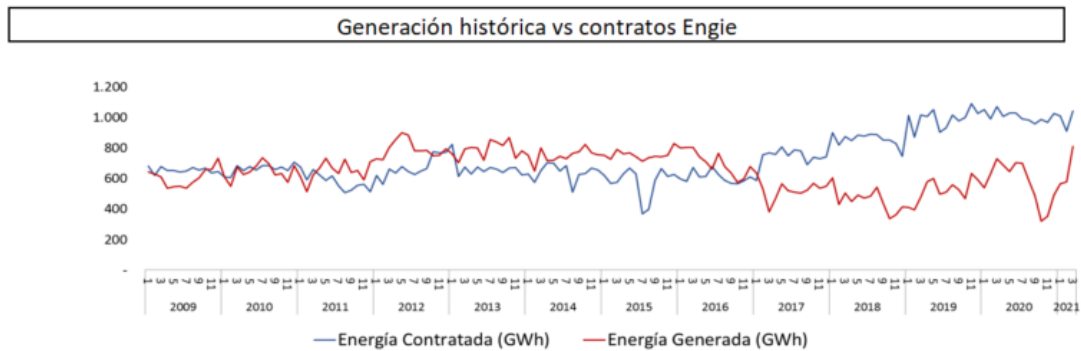


Gráfico realizado con datos de Syntep

Como se puede observar, EECL ha generado menor energía a lo pactado, esto significa que ha debido salir a comprar al mercado Spot.

Con respecto al mercado, al 31 de diciembre del 2020 por fuente y compañía se muestra como sigue:

Ilustración 8: Generación por fuente

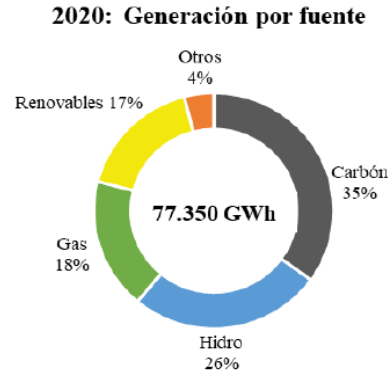
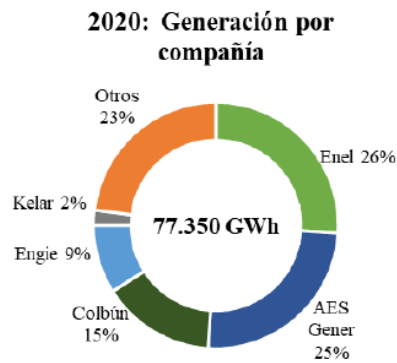


Ilustración 9: Generación por compañía

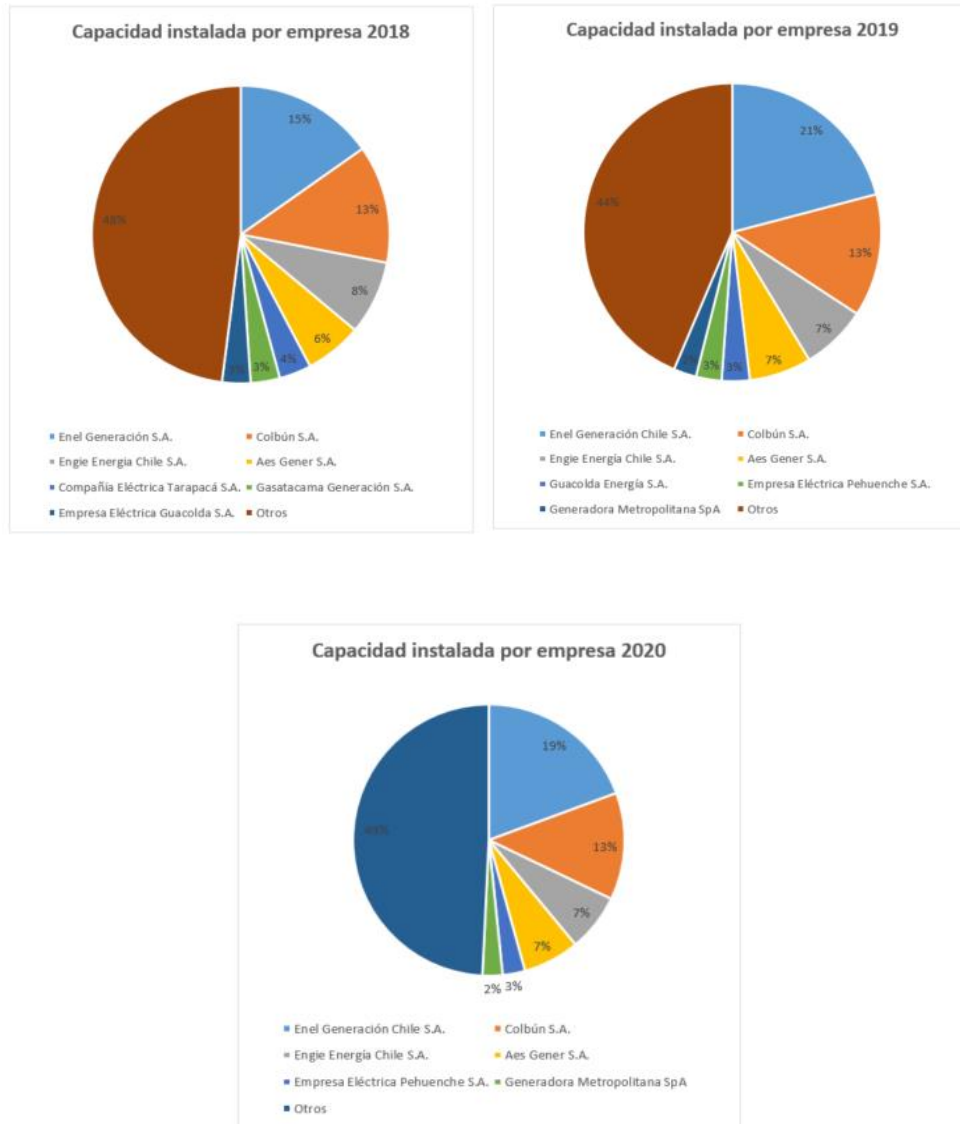


Fuente: Información extraída desde el análisis razonado EECL.

Donde EECL tiene un 9% de la cuota de participación.

Si analizamos la capacidad instalada de los últimos tres años obtenemos los siguientes gráficos:

Ilustración 10: Capacidad instalada por empresa



Fuente: Información extraída desde Coordinador Eléctrico Nacional

Desde el 2018 a la fecha EECL ha perdido participación acorde a su capacidad instalada en un 1%. Este hecho es preocupante dado que lo que se esperaría es un crecimiento y aumento de participación de mercado.

4. Transición del carbón a energías renovables

Debido al proyecto de ley N° boletín 13196-12 que prohíbe la instalación y funcionamiento de termoeléctricas en todo el país desde el 31 de diciembre del 2025, el cual actualmente se encuentra en tramitación en el congreso, es que la principal fuente de generación de EECL se ve amenazada. A la fecha de este informe el proyecto de ley se encuentra aprobado por la cámara de diputados (22 de junio del 2021) y a la espera de su aprobación en la cámara de senadores.

Adicionalmente, en abril del 2008 se promulgó la ley 20.257 que fue modificada con la ley 20.698 en octubre del 2013, que incentivan el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Esta ley obliga a los generadores a que un 5% de su energía comercializada provenga de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del 2015 y hasta el 2024.

Por todo lo anterior, EECL ha presentado un plan de descarbonización por etapas que permitiría el reemplazo de la energía a carbón a otras fuentes renovables.

4.1 Generación actual de EECL

Actualmente EECL tiene una capacidad instalada de 2.200 MW aprox, lo que corresponde al 7% del total del mercado eléctrico, de acuerdo a ilustración 10. Los MW por tipo de energía se conforman de la siguiente manera:

Tabla 29: Capacidad instalada actual

Tipo de energía	Capacidad instalada
Solar	64 MW
Petróleo diesel	55 MW
Carbón	1.335 MW
Hidráulica pasada	45 MW
Eólica	48 MW
Gas natural	643 MW
Capacidad Total	2.190 MW

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a Presentación Q1'21 Engie Chile S.A

Como se puede apreciar en la tabla el 60%, de la capacidad instalada de EECL corresponde a carbón, por lo que realizar una exitosa transición es vital para poder permanecer en la industria de energía.

Con todo, actualmente EECL cuenta con contratos de PPA (Power Purchase Agreement) tanto con sus clientes regulados y no regulados. Esto significa que ya tiene contratos de venta de energía sin necesariamente tener generación propia, por lo que actualmente el ingreso está "asegurado". Sin embargo, esto implica, que deberá salir al mercado a generar contratos de compra de energía o comprarla a precio spot, por lo que el riesgo de EECL no es no generar ingresos sino disminuir abruptamente sus márgenes.

4.2 Nuevas inversiones

Bajo el plan de descarbonización se espera la construcción y adquisición de nuevas plantas que generen energías renovables. Este plan se desarrollará por fases donde se espera a finales del 2025 lograr generar más de 1.000 MW de capacidad.

Las principales plantas que conforman este plan son las siguientes:

Tabla 30: Capacidad instalada esperada

Nombre	Tipo de energía	MW	Año de operación
Los Loros	Solar	55 MW	2019*
Monte Redondo	Eólico	82 MW	2020*
Capricornio	Solar	95 MW	2021
Calama	Eólico	151 MW	2021
Tamaya	Solar	114 MW	2021
Coya	Solar	198 MW	2022
Otras centrales	Eólico	359 MW	2023-2025

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a Memoria anual 2021

4.3 Financiamiento nuevas inversiones

Para el desarrollo de estos proyectos es que la empresa espera tomar deuda por más de US\$1 bn, de acuerdo con lo que ha manifestado públicamente en su memoria anual y reporte a sus inversionistas.

Dada esta información es que preparamos la proyección de la deuda:

- Creemos que la empresa emitirá un bono a finales del 2022 por US\$1.2bn a 10 años con pago de capital al vencimiento y con pagos de intereses anuales.
- La tasa para un bono de estas características es de 2,94%, de acuerdo a la información publicada por la empresa en el reporte a accionistas Q1'21.

Tabla 31: Deuda proyectada

Deuda proyectada (Kusd)	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Total prestamos + bonos	887.298	836.623	2.012.026	1.976.746	1.918.630
Nuevos préstamos	0	1.200.000			
Pago de intereses	-50.675	-24.597	-35.280	-58.116	-56.408
Deuda proyectada	836.623	2.012.026	1.976.746	1.918.630	1.862.222
Tasa costo por intereses	6%	2,94%	2,94%	2,94%	2,94%
Costo por intereses		59.877	58.116	56.408	54.749

Elaboración propia de acuerdo a EEFF

De esta manera, estaría financiado gran parte de los nuevos proyectos.

El plan de inversiones proyectado se presenta a continuación:

Tabla 32: Plan de inversiones

Plan de inversion(en kUSD)	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Construccion de centrales nuevas(en kUSD)	256.000	233.000	300.000	300.000	200.000
Conversion de centrales de carbon(en kUSD)		12.000	23.000	24.000	16.000
Total	256.000	245.000	323.000	324.000	216.000

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a Presentación a inversionistas Q1'21

4.4 Desconexión de plantas termoeléctricas

Junto a la compra y desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables también se espera la desconexión de centrales termoeléctricas.

El calendario de desconexión de centrales termoeléctricas es el siguiente:

Tabla 33: Desconexiones de plantas esperadas

Nombre	Tipo de energía	MW	Año de operación
U12	Carbón	171 MW	2019*
U13	Carbón		2019*
U14	Carbón	268 MW	2022
U15	Carbón		2022
CTM1	Carbón	334 MW	2023-2025
CTM2	Carbón		

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a Presentación a inversionistas Q1'21

Producto de la desconexión de las Unidades 12 y 13 se generó el año 2019 un deterioro económico por Kusd182.000 aprox. (Tabla 26 Otros gastos).

Para los años siguientes se espera un deterioro económico equivalente al 30% de los activos fijos netos al 31.03.2021.

Cabe señalar, que algunos componentes de las centrales termoeléctricas podrán ser reutilizados y/o vendidos por lo que no se verá deteriorado el 100% de las plantas.

La estimación del deterioro de activos para los años futuros es la siguiente:

Deterioro de activos					
Activo fijo neto al 31/03/2021	2.666.674	30%	800.002	5 años	160.000

Al ser este un deterioro financiero esperado, dentro de la proyección de estados de resultados se registrará sistemáticamente los próximos 5 años hasta el 2025 donde se espera terminar la transición. Esto para no afectar negativamente solo un periodo.

4.5 Depreciación del ejercicio

De acuerdo con la información histórica, la depreciación del ejercicio corresponde al 6% aprox. Del total del activo fijo neto.

Tabla 34: % Depreciación sobre activos fijos netos

	2021	2020	2019	2018	2017	Promedio
Activo fijo	2.666.674	2.668.897	2.561.391	2.635.728	2.543.495	2.615.237
Depreciación	154.612	175.500	151.700	133.500	133.500	149.762
Dep/AF	6%	7%	6%	5%	5%	6%

Fuente: Elaboración propia

Considerando que las plantas solares y eólicas tienen una vida útil igual o similar a las plantas termoeléctricas de 30 años aprox, es que usaremos la tasa promedio de depreciación para proyectar la depreciación de las nuevas inversiones.

Tabla 35: Depreciación nuevas plantas esperada

Año	Nuevas plantas	Depreciación aprox.
2021	256.000	14.648
2022	245.000	14.019
2023	323.000	18.482
2024	324.000	18.539
2025	216.000	12.359

Fuente: Elaboración propia

Además, calculamos la depreciación de los activos vigentes netos de deterioro:

Tabla 36: Depreciación activo fijo netos proyectada

Año	Activos vigentes	Depreciación aprox.
2021	2.356.911	134.862
2022	2.047.148	117.138
2023	1.737.385	99.413
2024	1.427.623	81.688
2025	1.117.860	63.964

Fuente: Elaboración propia

La suma de ambos nos da como resultado el siguiente resultado por depreciación:
Tabla 37: Total depreciación proyectada

Año	Deprec. Nuevas inv.	Deprec. Actuales inv.	Deprec. Total
2021	14.648	134.862	149.510
2022	14.019	117.138	131.156
2023	18.482	99.413	117.895
2024	18.539	81.688	100.228
2025	12.359	63.964	76.323

Fuente: Elaboración propia

Si comparamos la depreciación total calculada versus la depreciación promedio de los últimos años de MUS\$150 aprox. Podemos ver que el efecto que se genera entre las nuevas adquisiciones y las bajas de plantas termoeléctricas se anula entre sí en los primeros años.

Como estos son cálculos aproximados, se asumirá que no hay un efecto significativo en la depreciación producto del plan de descarbonización.

4.6 Costos operacionales centrales termoeléctricas versus energías renovables

El gran costo que presentan las energías renovables versus las energías convencionales es la fuerte inversión inicial que se debe realizar para lograr la misma capacidad instalada. Es necesario invertir alrededor de 4 veces más para generar la misma energía. Esto se debe a que las energías renovables dependen de las condiciones climáticas del

sector donde se instale la planta, por lo que su factor planta es bajo. Así las energías solares necesitan cielos despejados y poca nubosidad para producir energía solo durante el día. Por otro lado, las centrales eólicas dependerán de las horas peak que sopla el viento.

Con todo, los costos de inversión inicial son compensados a largo plazo con los bajos costos operacionales y de mantención que estas plantas presentan.

Otro factor importante, es que debido a los gases contaminantes que emiten las centrales a carbón se están generando cada vez mayores restricciones y controles, por lo que otros costos de operación han ido en aumento debido a la mitigación que deben realizar las empresas a la comunidad.

5. Proyección del estado de resultado

5.1. Ingresos operacionales proyectados

Como se puede apreciar en la tabla 17, las 4 fuentes de ingresos principales son:

- Venta de energía y potencia;
- Venta de gas
- Venta de peajes
- Otros

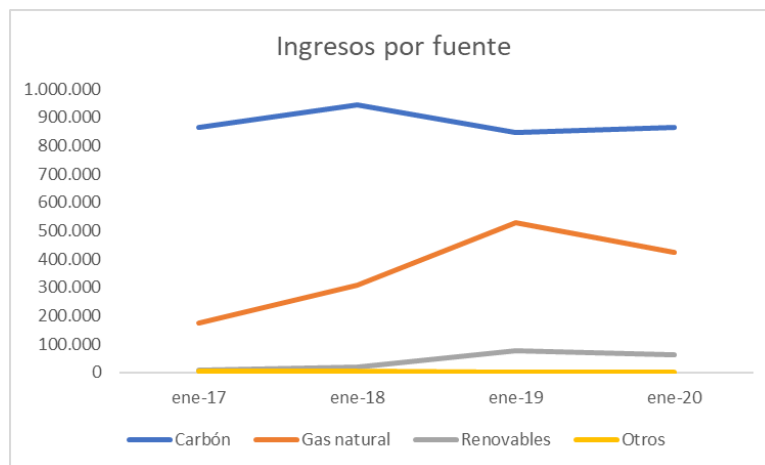
Entre los cuales, la venta de energía y potencia cuenta con una participación de más de 80%, por ende, para la proyección, nos enfocáramos en la proyección de la venta de energía y potencia, que principalmente viene de las generaciones. Según la ilustración 8, EECL tiene 4 fuentes de generación de energía principales, las cuales son:

- Carbón
- Gas
- Renovables
- Otros.

Siendo la generación por carbón su principal fuente al 31.12.2020.

Gráficamente, las distintas fuentes de generación se comportan de la siguiente manera:

Ilustración 11: Ingresos por fuente



Fuente: *Elaboración propia*

Sumado a esto, como se puede apreciar en la tabla 19 más del 80% de los clientes de EECL corresponden a regulados y no regulados, los cuales se conoce tienen contratos por venta de energía. Estos contratos se denominan PPA (Power Purchase Agreement).

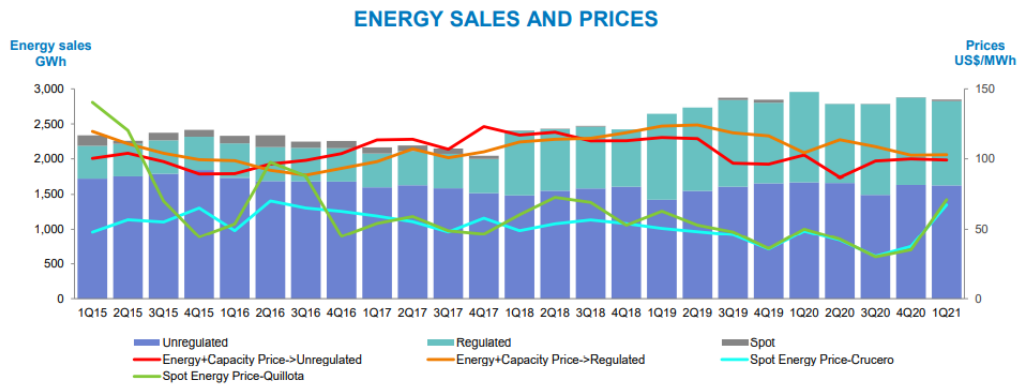
En el caso de los regulados, el precio lo fija el CEN.

En el caso de los no regulados, los contratos son bilaterales entre EECL y el cliente y el precio es fijado internamente.

De acuerdo con la presentación que hizo la administración a los accionistas en el primer trimestre de 2021, durante 2020/2021 se renovó 1,2TWh/y de PPAs y firmó acuerdos de

0,9TWh/y nuevos PPAs corporativos verdes. Con todo eso, el portafolio de PPAs tendrá una vigencia de más de 11 años.

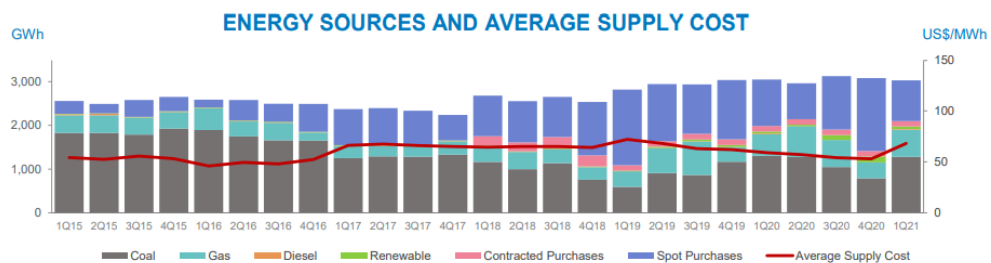
Ilustración 12: Venta de energía y precios



Fuente: Presentación Q1'21 Engie Chile S.A

Esta tabla muestra que los precios PPAs han mantenido un nivel estable en los últimos años, con estos PPAs, EECL puede asegurar la mayoría de sus ingresos.

Ilustración 13: Fuentes de energía



Fuente: Presentación Q1'21 Engie Chile S.A

Debido a los PPA y tal como se aprecia en la sección 5.1, la estructura de ingresos de EECL es relativamente estable. Al existir PPA, independiente que EECL no genere su propia energía puede salir a comprarla al mercado Spot y venderla. Esto garantiza los ingresos de la empresa, siendo afectado el margen por la compra a precio Spot.

Del mismo modo, podemos ver que EECL también participa activamente en licitaciones de suministro de energía y coopera con clientes potenciales renegociando sus PPAs(1,1TWh/y). Al mismo tiempo, como pionera en la producción de hidrógeno por electrólisis, se dedica activamente a la investigación sobre la producción, utilización y exportación de hidrógeno en Chile. Se espera que se convierta en un punto de crecimiento estable para los ingresos de EECL en el futuro, pero estas I+D no tendrán un impacto en sus ingresos a corto plazo.

Para realizar la proyección de los ingresos de EECL se consideraron todos los puntos expuestos anteriormente, por lo que las premisas bases de la proyección son:

- EECL va a mantener sus ingresos con un crecimiento moderado del 7,4% hasta la terminación de descarbonización y la conversión de las centrales que va a realizarse hasta 2025. Este crecimiento corresponde al crecimiento de los últimos años, considerando ya el anuncio del plan de descarbonización, por lo que ya está “castigado” por el mercado y se espera obtenerlo a través de la formalización de mayores contratos de venta de energía. Esto implicará generar contratos por compra para que el margen no se vea tan afectado al comprar directamente en el mercado spot.
- Posterior al año 2025, no va a tener un crecimiento significativo. Su objetivo será mantener la participación con la cual actualmente cuenta. Esto lo podrá lograr gracias a los contratos de PPA que actualmente posee y los que espera concretar. Como información adicional actualmente hay alrededor de 36.000 MW de proyectos aprobados o en proceso de evaluación, una vez que estos proyectos

entren en operación tendrá un gran impacto en los participantes tradicionales, como EECL.

- También fijamos su tasa de crecimiento futuro en 0%. Crecimiento perpetuo 0%. Esto porque hasta no realizar completamente el plan de descarbonización no está en condiciones de aumentar su crecimiento solo a través de contratos de PPA sin tener asegurada su propia generación.

Proyección:

Para proyectar los ingresos primero determinamos la proyección de la capacidad instalada al conectar las nuevas plantas con energías renovables y desconectar centrales a carbón, de acuerdo a las tablas 44 y 47. El resultado de la proyección es la siguiente:

Tabla 38: Matriz capacidad instalada proyectada

Matriz de capacidad instalada MW	2021	2022	2023	2024	2025
GAS	645	645	645	645	1.020
Carbón	1.094	744	744	410	35
Renovable	421	714	714	1.073	1.073
Otros	14	14	14	14	14
Total	2.174	2.117	2.117	2.142	2.142

Matriz de capacidad instalada %	2021	2022	2023	2024	2025
GAS	29,7%	30,5%	30,5%	30,1%	47,6%
Carbón	50,3%	35,1%	35,1%	19,1%	1,6%
Renovable	19,4%	33,7%	33,7%	50,1%	50,1%
Otros	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: elaboración propia

Sin embargo, aunque la capacidad instalada se mantiene en alrededor de 2.000 MW haciendo el traspaso desde el carbón hacia energías renovables, el factor planta es menor en las energías renovables, siendo alrededor del 30%. Por lo que del 100% de la capacidad instalada solo se genera el 30% de energía. En contraste, en las centrales a

carbón el factor planta es alrededor del 80%. Este diferencial entre la energía generada a carbón versus renovable será necesario ir a comprarla al mercado spot.

Los porcentajes de ingresos por cada tipo de energía más contratos PPA se muestran como sigue:

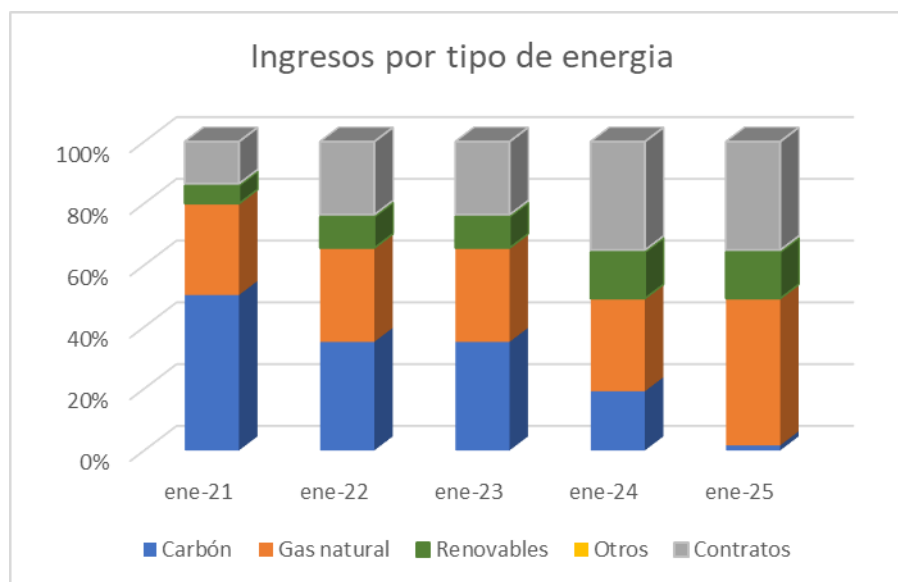
Tabla 39: % Generación por tipo

Matriz de generación %	2021	2022	2023	2024	2025
GAS	29,7%	30,5%	30,5%	30,1%	47,6%
Carbón	50,3%	35,1%	35,1%	19,1%	1,6%
Renovable	5,8%	10,1%	10,1%	15,0%	15,0%
Otros	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Contratos	13,6%	23,6%	23,6%	35,1%	35,1%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia

Por tanto, si bien se logra hacer la transición desde el carbón a otras energías renovables, las segundas solo logran generar solo hasta un 15% en el 2025 del total de los ingresos de EECL, siendo necesario comprar en el mercado spot la diferencia que ya está comprometida en contratos.

Ilustración 14: Ingresos por fuente proyectados



Fuente: Elaboración propia

5.2. Costos y gastos operacionales proyectados

Como se refleja en la sección 5.2 EECL tiene 4 fuentes principales de costos operacionales:

- Combustibles
- Costo de compra de energía y potencia de mercado
- Depreciación y amortización
- Otros costos directos

A continuación, se analiza la proyección de cada uno independientemente.

Combustibles:

- El uso de combustible se reducirá porque las centrales de carbón se irán retirando gradualmente de su uso, históricamente el costo de combustible tiene un margen de 35% de los ingresos por carbón y gas natural, aquí seguimos este margen en la proyección de costos de combustibles.

Costo de compra de energía y potencia de mercado:

Como comentamos en la sección 6, una parte importante de la fuente de alimentación de los PPAs es comprar energía a través del mercado spot.

Debido al proceso de descarbonización prevemos un aumento en las compras de energía para hacer frente a sus compromisos contractuales.

La siguiente tabla muestra el resumen del plan de descarbonización, plan de conversión y nuevo plan, y su impacto en la generación de energía.

Tabla 40: Plan de descarbonización

Items	2021	2022	2023	2024	2025
Central ingresada a operacion	CALAMA	COYA		proyecto X	
Capacidad instalada(MW)	151	198		359	
Tipo de energia	eolica	solar		eolica	
Factor planta(promedio de la industria)	30%	25%		30%	
Central ingresada a operacion	TAMAYA	CAPRICORNIO			
Capacidad instalada(MW)	114	95			
Tipo de energia	solar	solar			
Factor planta(promedio de la industria)	25%	25%			
Central retirada de operacion	U14&U15			CTM1&CTM2	
Capacidad instalada(MW)	-268			-334	
Tipo de energia	carbon			carbon	
Factor planta(promedio de la industria)	75%			75%	
Central que va a paralizar para hacer conversion		CTA + CTH			IEM
Duracion		0.25			0.25
Capacidad instalada(MW)		-350			-375
Tipo de energia		carbon			carbon
Factor de planta		75%			75%
Balance anual(GWh)	(1,114.27)	(1,047.48)	(1,047.48)	(2,298.41)	(2,914.34)

Fuente: Presentación a inversiones Q1'21 Engie Chile S.A

Cabe señalar que, en primer trimestre de 2021, hubo un alza en los costos marginales con respecto a los trimestres anteriores, esto es debido principalmente a las fallas de centrales a carbón en el sistema, esto aumentó el precio promedio en el nodo Crucero quedando en 67,4 USD/MWh en el primer trimestre de 2021 vs 48,7 USD/MWh en el primer trimestre de 2020. Con la retirada de las unidades de carbón, esta tendencia del precio de la electricidad continuará en el futuro. Por lo tanto, pronosticamos que el precio de la electricidad comprada en el mercado spot continuará manteniéndose en el nivel de 65 USD/MWh en el futuro.

Depreciación y amortización:

Tal como revisamos en la sección 6.5 la depreciación no se ve afectada por el plan de descarbonización ya que el efecto entre las nuevas plantas y las desconexiones de centrales a carbón se compensa. La tasa de crecimiento de la depreciación del ejercicio

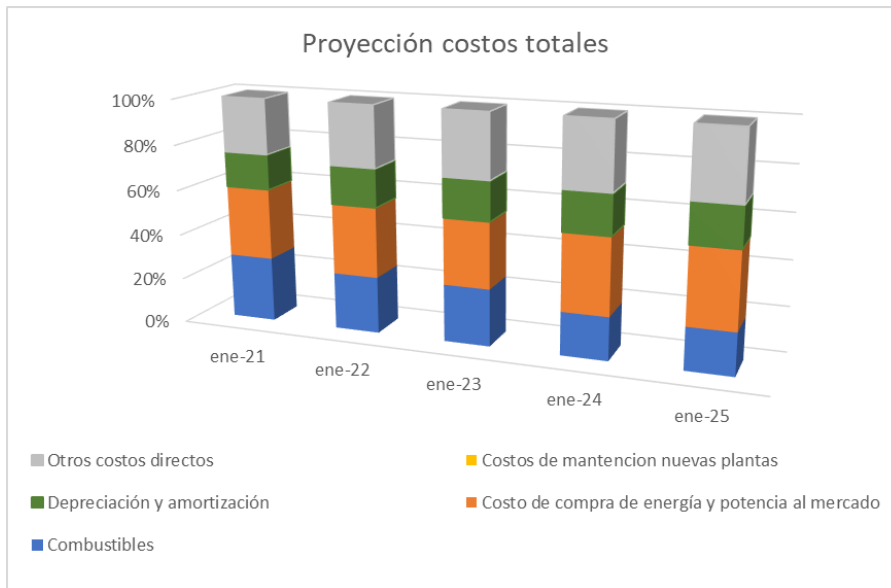
se mantiene una tasa promedio de acuerdo con los últimos años, la cual da como promedio de los últimos años un 8,64%.

Costo por mantención de nuevas plantas: de acuerdo al informe de Goldwind, el costo por mantención de las plantas de energías renovables de alrededor 0,5% sobre la inversión total.

Otros costos directos:

De acuerdo a lo explicado en la sección 5.2 los otros costos indirectos están asociados a varios desembolsos directamente relacionados con la operación. Para proyectarlos se determina una tasa de crecimiento del 11,5%. Esta tasa es menor a la histórica calculada de acuerdo a los ingresos, la cual corresponde al 19% aprox., esto porque el mayor costo corresponde a mantenciones y al ir desconectando centrales termoeléctricas este ítem ya no será tan intensivo por lo que proyectamos una tasa menor de lo que históricamente ha promediado. El resultado de la proyección de costos se muestra como sigue:

Ilustración 15: Costos por tipo proyectados



Fuente: Elaboración propia

5.3. Resultado no operacional proyectado

En el caso de los resultados no operacionales, se proyectarán separadamente ya que cada proyección depende de la naturaleza de la transacción, mostrada en la sección 5.3.

- Gastos de administración: sus cuatro principales conceptos son sueldos y salarios, asesorías, beneficios anuales y depreciación no operativa.

Criterios de proyección:

- Promedio años anteriores.
- Tasa de crecimiento: 5%. Aumento de salario administrativo por gestión de nuevos proyectos.

- Otros ingresos operacionales: los otros ingresos se relacionan con actividad no recurrentes asociadas a la operación como puede ser venta de agua, recupero de incobrables, recupero de siniestro.

Criterios de proyección:

- o Se utilizará el ingreso promedio de los últimos años fijado en 3%.

- Otros gastos: el principal componente de otros gastos corresponde al deterioro. Debido al plan de descarbonización algunas de las partes de la planta se verán deterioradas.

De acuerdo con la sección 6.4, se espera la desconexión de las unidades 14 y 15 más las unidades CTM 1 y 2. Para ello estimamos un deterioro del 30% de los activos netos correspondiente MUS\$160.

Criterios de proyección:

Calculamos una tasa del 30% del activo fijo neto al 31.03.2021 que se afectará gradualmente desde el 2021 al 2025.

- Ingresos financieros: los ingresos financieros dependen de las colocaciones en DAP y FFMM que realice la empresa, esto dependerá de la caja disponible que tenga.

Criterios de proyección:

Para el caso de los ingresos financieros asumiremos el promedio de los últimos años fijado en 3%.

- Costos financieros: los costos financieros dependen de los intereses de la deuda y leasing.

Criterios de proyección:

Se proyecta la deuda en base a la información publicada en el documento “Investor presentación” al Q121, la tasa de la deuda se fija en base a un bono 10 años.

- Asociadas y negocios conjuntos: el % de participación en la asociada se ha mantenido en 50% por lo que para la proyección usaremos el mismo %. La ganancia/pérdida en este ítem depende del performance de la asociada. Para esta proyección utilizamos el promedio de los últimos años.

Criterios de proyección:

Promedio de los últimos años.

- Diferencia de cambio:

Criterios de proyección:

Utilizaremos el promedio de los últimos años.

Proyección:

El resultado no operacional proyectado es el siguiente:

INCOME STATEMENT	Abril-Dic 2021	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Otros gastos, por función	-158.211	-160.000	-160.000	-160.000	-160.000	-160.000
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	-2.271	20.709	102.801	119.506	131.711	111.727
Ingresos financieros	2.069	2.621	2.700	2.781	2.864	2.950
Costos financieros	1.506	-50.675	-59.877	-58.116	-56.408	-54.749
Asociadas	3.651	5.059	5.059	5.059	5.059	5.059
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-4.219	-2.517	-2.517	-2.517	-2.517	-2.517
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	736	-24.803	48.166	66.713	80.710	62.470
Gasto por impuestos a las ganancias	-7.956	0	-13.005	-18.013	-21.792	-16.867
Net income	-7.220	-24.803	35.161	48.701	58.918	45.603

Fuente: Elaboración propia

5.4. Impuesto corporativo proyectado

La tasa efectiva de los últimos años es la siguiente:

Tabla 41: Impuesto proyectado

	mar-21	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Tasa efectiva de impuestos	31,75	19,73	26,41	25,7	24,03

El promedio de los últimos años da como resultado 25,5%. Sin embargo, para la proyección se utilizará la tasa corporativa vigente del 27%.

5.5. Estado de resultado proyectado en miles de USD

Tabla 42: Estado de resultado proyectado

INCOME STATEMENT	Abril-Dic 2021	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Ingresos de actividades ordinarias	1.111.098	1.443.367	1.536.038	1.635.572	1.742.477	1.857.298
Costo de ventas	-925.572	-1.229.699	-1.238.438	-1.319.329	-1.411.989	-1.544.646
Ganancia bruta	185.526	213.668	297.600	316.243	330.488	312.652
Otros ingresos	3.007	9.587	9.875	10.171	10.476	10.790
Gastos de administración	-32.593	-42.546	-44.674	-46.907	-49.253	-51.715
Operating profit - EBIT	155.940	180.709	262.801	279.507	291.711	271.727
Otros gastos, por función	-158.211	-160.000	-160.000	-160.000	-160.000	-160.000
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	-2.271	20.709	102.801	119.506	131.711	111.727
Ingresos financieros	2.069	2.621	2.700	2.781	2.864	2.950
Costos financieros	1.506	-50.675	-59.877	-58.116	-56.408	-54.749
Asociadas	3.651	5.059	5.059	5.059	5.059	5.059
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-4.219	-2.517	-2.517	-2.517	-2.517	-2.517
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	736	-24.803	48.166	66.713	80.710	62.470
Gasto por impuestos a las ganancias	-7.956	0	-13.005	-18.013	-21.792	-16.867
Net income	-7.220	-24.803	35.161	48.701	58.918	45.603

Fuente: Elaboración propia

5.6. Estado de resultado proyectado porcentual

Tabla 43: Estado de resultado proyectado %

INCOME STATEMENT	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Ingresos de actividades ordinarias	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costo de ventas	-85,20%	-80,63%	-80,66%	-81,03%	-83,17%
Ganancia bruta	14,80%	19,37%	19,34%	18,97%	16,83%
Otros ingresos	0,66%	0,64%	0,62%	0,60%	0,58%
Gastos de administración	-2,95%	-2,91%	-2,87%	-2,83%	-2,78%
Operating profit - EBIT	12,52%	17,11%	17,09%	16,74%	14,63%
Otros gastos, por función	-11,09%	-10,42%	-9,78%	-9,18%	-8,61%
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	1,43%	6,69%	7,31%	7,56%	6,02%
Ingresos financieros	0,18%	0,18%	0,17%	0,16%	0,16%
Costos financieros	-3,51%	-3,90%	-3,55%	-3,24%	-2,95%
Asociadas	0,35%	0,33%	0,31%	0,29%	0,27%
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-0,17%	-0,16%	-0,15%	-0,14%	-0,14%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-1,72%	3,14%	4,08%	4,63%	3,36%
Gasto por impuestos a las ganancias	0,00%	-0,85%	-1,10%	-1,25%	-0,91%
Net income	-1,72%	2,29%	2,98%	3,38%	2,46%

Fuente: Elaboración propia

6. Proyección de los flujos de caja libre

6.1. Inversión en reposición

Como se puede observar en la tabla de la sección 5.7., EECL históricamente ha tenido inversiones en PP&E y activos intangibles superiores a las depreciaciones y amortizaciones. Sin embargo, de acuerdo al plan de descarbonización que EECL viene implementando desde el año 2019, las nuevas inversiones son el foco de la empresa, por tanto, los desembolsos por inversión en reposición se mantendrían en niveles mínimos, por lo cual definimos como criterio conservador que la inversión en reposición será igual a la depreciación del periodo.

El criterio de proyección es el siguiente:

- Dado que la depreciación disminuirá en la medida que se desconecten centrales, y aumentará por la incorporación de nuevas plantas de energías renovables la inversión en reposición será igual a 100% de la depreciación por los años 2021

al 2025 neta de deterioro de valor. La depreciación calculada es igual a la tabla 51.

La inversión en reposición está detallada en la siguiente tabla:

Tabla 44: Inversión en reposición proyectada

En Kusd	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
% dep. y amort. Sobre inversiones	100%	100%	100%	100%	100%
Inversión en reposición	134.862	117.138	99.413	81.688	63.964

Fuente: *Elaboración propia*

6.2. Nuevas inversiones de capital

Por lo general, las nuevas inversiones de capital se realizan para sustentar el crecimiento de los ingresos de la compañía, en el caso de EECL el escenario es un poco distinto, dado que la compañía se encuentra en un proceso de descarbonización iniciado en parte por las medidas del gobierno de prohibir la generación a carbón desde el 31 de diciembre del 2025, por este hecho, las nuevas inversiones son fundamentales para el posicionamiento y subsistencia de la compañía.

En la sección 6.2 se detallan las nuevas plantas que se espera comiencen a funcionar hasta el año 2025.

El plan de inversiones proyectado quedaría como sigue:

Tabla 45: Plan de inversiones proyectado

En k. USD	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Plan de inversión	256.000	245.000	323.000	324.000	216.000
Inversión en reposición	134.862	117.138	99.413	81.688	63.964
Nueva inversión de capital	390.862	362.138	422.413	405.688	279.964

Fuente: *Elaboración propia*

6.3. Inversión o liberación de capital de trabajo operativo neto

Para calcular las inversiones de capital de trabajo operativo neto, promediamos el RCTON de los últimos 4 años (2017 a 2020), lo que nos da como resultado 16,18%. Con este valor podemos proyectar los CTONs para 2021 a 2025 y las inversiones de capital de trabajo operativo neto.

Las proyecciones dan como resultado lo siguiente:

Tabla 46: Capital de trabajo proyectado

Item	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25
Ingresos(en kUSD)	1.443.367	1.536.038	1.635.572	1.742.477	1.857.298
RCTON	4,74%	4,74%	4,74%	4,74%	4,74%
CTON proyectado	68.406	72.798	77.515	82.582	88.024
Inversión o liberación de capital de trabajo operativo neto	(4.392)	(4.717)	(5.067)	(5.442)	-

Fuente: Elaboración propia

6.4. Valor terminal

Dado que EECL está en un proceso de transformación, y la alta competencia en el sector eléctrico, nuestro supuesto es que la compañía no tendrá un crecimiento significativo. Su misión fundamental es reinventarse y subsistir sin perder el segmento de mercado ya ganado. Por tanto,

- El crecimiento perpetuo de EECL es cero, es decir, no va a seguir creciendo EECL después de 2026. Esto explicado en la sección 7.1
- Se espera una inversión de MUS\$324 aprox. Para poder mantener su actual participación, dado los nuevos proyectos de otras empresas que esperan ser ejecutados.

6.5. Flujo de caja libre proyectado

En k_USD	2021T9	2022	2023	2024	2025	2026
EBIT	155.940	262.801	279.507	291.711	271.727	298.900
Tax rate	27%	27%	27%	27%	27%	27%
NOPAT	113.836	191.845	204.040	212.949	198.361	218.197
D&A	190.671	207.153	225.060	244.515	265.652	265.652
Inversion en reposicion	(134.862)	(117.138)	(99.413)	(81.688)	(63.964)	(63.964)
Nuevas inversiones	(214.248)	(245.000)	(323.000)	(324.000)	(216.000)	(324.000)
Working capital	-	(4.392)	(4.717)	(5.067)	(5.442)	-
FCL	(44.603)	32.468	1.970	46.710	178.607	95.885

Fuente: Elaboración propia

7. Precio de la acción estimado

7.1. Valor presente de los flujos de caja libre

Para calcular el valor presente de los flujos de caja libre, aplicamos el método de flujo de caja descontado, los inputs son los siguientes:

- WACC: 4,65%
- Sin crecimiento perpetuo

Tabla 47: Flujo caja de libre

En k_USD	2021T9	2022	2023	2024	2025	2026
FCL	(44.603)	32.468	1.970	46.710	178.607	95.885
Discount factor	0,75	1,75	2,75	3,75	4,75	
WACC	4,65%	4,65%	4,65%	4,65%	4,65%	4,65%
Valor presente FCL	(43.107)	29.984	1.738	39.385	143.902	0%
Total PV de FCL	171.902					
Valor terminal	2.060.428					
PV de Valor terminal	1.660.061					

Fuente: Elaboración propia

7.2. Déficit o exceso de capital de trabajo operativo neto

Dado que existe un desfase entre las inversiones reales en capitales de trabajo y las proyectadas, se necesita considerar el déficit o exceso de capital de trabajo operativo neto. Para calcularlo, aplicamos la siguiente formula:

$$\text{Déficit o exceso de capital de trabajo} = \text{CTON Real}_{\text{Al } 31/03/21} - \text{CTON Estimado}_{\text{Al } 31/12/21}$$

El resultado es un exceso de capital de trabajo.

Tabla 48: Exceso capital de trabajo

Item	31-03-2021	31-12-2021
Ingresos(en kUSD)	1.348.654	1.351.658
CTON proyectado	101.646	68.406
Déficit o exceso de capital de trabajo	33.240	

Fuente: *Elaboración propia*

7.3. Activos prescindibles y otros activos

Los activos prescindibles y otros activos son los activos no operacionales que puedan ser vendidos para generar ingresos de efectivos a la empresa, en este caso, se necesita excluir todas plusvalía, activos por impuestos diferidos y parte de los efectivos y equivalentes al efectivo.

El análisis está es el siguiente:

Plusvalía: está relacionado con el valor adicional que tiene la compañía no medida contablemente, por lo tanto, no puede ser vendidos por separado.

Activos por impuestos diferidos: relacionados con los impuestos diferidos, está generado por la diferencia entre la norma contable y tributaria, por ende, tampoco puede ser vendidos por separados.

Tabla 49: Activos prescindibles

Activos prescindibles	En KUSD
Otros activos financieros corrientes	26
Otros pasivos financieros corrientes	56.290
Efectivo y equivalentes al efectivo	199.867
Total	256.183

Fuente: Elaboración propia

7.4. Valorización económica de la empresa

Dado todo el análisis expuesto en este trabajo, la valorización económica para EECL nos da el siguiente resultado :

Tabla 50: Valorización económica de la empresa

Valor presente FCL	1.831.963
Deficit o exceso de capital de trabajo	33.240
Activos prescindibles	256.183
Valor total de activo	2.121.386
Deuda financiera	1.043.728
Patrimonio economico	1.077.658
Numero de acciones	1.053.309.776
Precio accion estimado USD	1,0231
Precio accion real	1,1200

Fuente: Elaboración propia

El precio estimado de las acciones de EECL es USD\$1,0231, que es 8,65% inferior al precio acción real.

Análisis precio de mercado acción:

Como podemos ver en el siguiente gráfico, el precio de EECL ha venido disminuyendo desde el 2019 que se realizó el anuncio del proyecto de ley que prohibiría el uso de centrales termoeléctricas, por lo que el precio ya viene siendo castigado por el mercado.

Hoy día (03 de octubre del 2021) el precio es de CLP544,88, inferior al precio al 31 de marzo, fecha de nuestra valoración de CLP819,99. Al calcularlo en USD hay que considerar el factor tipo de cambio que se encuentra sobre CLP800 en octubre 2021, lo cual disminuye aún más el precio de la acción en USD dejándole a la fecha en USD0,6779

Una vez que los proyectos empiecen a operar de acuerdo al calendario publicado esperamos que el precio vuelva a aumentar, quedando en torno a USD1.



Fuente: *yahoofinance*

7.5. Análisis de sensibilidad

Las sensibilidades fueron calculadas en base a la tasa de crecimiento proyectada de venta de energía y potencias y tasa WACC. Siendo la tasa de crecimiento proyectada de venta de energía y potencias 7,41% y la tasa WACC 4,65%.

Las razones de sensibilizar estos dos factores son las siguientes:

- Más de 80% de los ingresos de EECL provienen de la venta de energía y potencias, las ventas de electricidad tendrán el mayor y más directo impacto en el EBIT y EBITDA de la empresa, porque el propósito de la existencia de la empresa es obtener ingresos operativos. Además, durante la fase de transición de EECL, si sus ventas pueden continuar la tendencia de años anteriores o no, se debe evaluarlo a través de su desempeño en el mercado;
- El costo de capital también tendrá un impacto importante al resultado de valoración, porque todos los resultados proyectados serán calculados descontando el costo de capital al hoy en día, un cambio menor en el costo de capital afectará el resultado de valoración.

La siguiente tabla muestra el resultado al sensibilizar al 1%

Tabla 51: Análisis de sensibilidad

		Crecimiento en venta de energía y potencia						
		4,41%	5,41%	6,41%	7,41%	8,41%	9,41%	10,41%
WACC	1,65%	(3,70)	(0,94)	1,91	4,89	7,96	11,15	14,46
	2,65%	(2,50)	(0,86)	0,84	2,62	4,44	6,34	8,31
	3,65%	(1,98)	(0,82)	0,37	1,56	2,90	4,24	5,62
	4,65%	(1,69)	(0,81)	0,11	1,02	2,04	3,06	4,12
	5,65%	(1,50)	(0,79)	(0,06)	0,71	1,49	2,31	3,16
	6,65%	(1,37)	(0,79)	(0,18)	0,46	1,11	1,79	2,49
	7,65%	(1,28)	(0,78)	(0,26)	0,28	0,83	1,41	2,00

Fuente: Elaboración propia

Podemos concluir con la tabla de sensibilizaciones, que el resultado de la valoración de EECL se va más afectado por tasa de crecimiento en venta de energía y potencia que por el WACC. Esto porque a un mismo WACC, si la tasa de crecimiento crece 1%, el precio es 2,04 dólares, en contraste, con la misma tasa de crecimiento, si el WACC disminuye 1%, el precio es 1,56 dólares.

Por tanto, la principal preocupación de EECL debería ser como mantener su tasa de crecimiento.

8. CONCLUSION

EECL se está enfrentando a un escenario de volatilidad producto de los cambios en las normativas medioambientales. Su gran misión es poder lograr la transición de generación desde centrales termoeléctricas, que representan el mayor porcentaje de su generación e ingresos, a fuentes de generación de energías renovables. Para ello, cuentan con un plan de descarbonización estructurado y por etapas que les permitiría cumplir con dicho fin. Al concluir este plan se espera lograr la misma capacidad instalada, sin embargo, su factor planta será menor ya que tanto para las plantas eólicas como solares, es cercano al 30%, muy por debajo del 80% que representan las centrales termoeléctricas. Esto significa, que no se generará la energía necesaria para cumplir con sus contratos, por lo que se espera que una porción no menor sea adquirida en el mercado spot. Con todo, el principal activo intangible, que no se presenta en su información financiera, son sus contratos de power purchase agreement (PPA) que le permiten vender energía a un precio ya determinado, por lo que sus ingresos están garantizados.

De acuerdo al contexto explicado, creemos que el precio real de la acción al 31 de marzo es representativo ya que ya ha sufrido una disminución desde el año 2019, fecha en que se anunció la normativa medioambiental. A octubre del 2021 el precio ha seguido disminuyendo, sin embargo, una vez que logre ejecutar su plan 1.000MW el precio debería comenzar a aumentar, porque ya tendría estabilidad en la generación de energía propia y ya estaría en condiciones de crecer en participación de mercado, por lo que esperamos vuelva a fluctuar en torno al USD1.

9. BIBLIOGRAFÍA

Paginas visitadas:

[1] Estados financieros 2013-2020 Engie Energía Chile S.A - CMF

<https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=88006900&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestanian=33>

[2] Estados financieros 2020 Colbún S.A – CMF

<https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=96505760&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestanian=3>

[3] Estados financieros 2020 Colbún S.A – CMF

<https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=76536353&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=&vig=VI&control=svs&pestanian=1>

[4] Estados financieros 2020 Colbún S.A – CMF

<https://www.cmfchile.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=94272000&tipoentidad=RVEMI&vig=VI&control=svs&pestanian=3>

[5] Memoria anual Engie Chile S.A 2020

[6] Presentación a inversionistas Q1'21 Engie Energía Chile S.A

[7] Planificación y Desarrollo Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

<https://www.coordinador.cl/desarrollo/graficos/planificacion-de-la-transmision/oferta-proyectada/>

[8] Investing.com

<https://es.investing.com>

[9] U.S Department of the treasury

<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2021>

[10] Damodaran online

<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Papers:

[11] Aswath D. (2002). Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset. John Wiley & Sons.

[12] Bancel, F., y Mittoo, U.R. (2014). The gap between the theory and practice of corporate valuation: Survey of European experts. Journal of Applied Corporate Finance, 26(4), 106-117.

[13] Fernández, P. (2012). Valoración de empresas: cómo medir y gestionar la creación de valor. Gestión 2000.

[14] Maquieira C., y Espinosa, C. (2019). Valoración de empresas aplicadas. Editorial Lainu.

[15] Palepu, K.G., Healy, P.M., y Peek, E. (2019). Business analysis and valuation: IFRS edition. Cengage learning.

[16] Pinto, J.E., Robinson, T.R., y Stowe, J.D. (2019). Equity valuation: A survey of professional practice. Review of Financial Economics, 37(2), 219-233.

ANEXOS

A) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA 2017-2021

ACTIVOS	mar-21	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	199.867	235.250	239.083	61.512	78.141
Otros activos financieros corrientes	26	54	471	-	2.845
Otros activos no financieros corrientes	18.849	14.894	8.181	9.113	28.551
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	147.407	107.242	96.638	161.798	122.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7.958	812	11.999	26.116	7.183
Inventarios corrientes	86.674	76.680	116.204	158.860	129.548
Activos por impuestos corrientes, corrientes	50.426	29.934	12.679	10.216	12.939
Activos corrientes totales	511.207	464.866	485.255	427.615	381.378
Activos no corrientes					
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	71
Otros activos no financieros no corrientes	19.508	16.067	5.707	10.670	9.884
Cuentas por cobrar no corrientes	30.918	139.888	73.519	20	250
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	13.854	21.726	27.722	26.216	65.633
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	93.464	81.608	89.697	96.745	80.746
Activos intangibles distintos de la plusvalía	200.524	204.825	221.288	238.492	255.452
Plusvalía	25.099	25.099	25.099	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	2.666.674	2.668.897	2.561.391	2.635.728	2.543.495
Activos por derecho de uso	85.217	76.457	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	21.227	21.547	18.112	2.151	2.195
Total de activos no corrientes	3.156.485	3.256.114	3.022.535	3.035.121	2.982.825
Total de activos	3.667.692	3.720.980	3.507.790	3.462.736	3.364.203

PASIVOS + PATRIMONIO	mar-21	dic-20	dic-19	dic-18	dic-17
Pasivos					
Pasivos corrientes					
Otros pasivos financieros corrientes	56.290	64.280	103.748	109.889	117.299
Pasivos por arrendamientos corrientes	5.762	4.327	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	176.825	207.141	190.426	160.808	161.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8.677	9.732	12.635	10.295	24.674
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11.364	10.161	23.432	10.117	9.110
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	10.415	15.524	12.348	13.275	14.745
Otros pasivos no financieros corrientes	2.387	12.294	14.896	1.382	5.973
Pasivos corrientes totales	271.720	323.459	357.485	305.766	333.019
Pasivos no corrientes [sinopsis]					
Otros pasivos financieros no corrientes	831.008	830.998	760.446	734.610	731.413
Pasivos por arrendamientos no corrientes	84.115	78.341	-	-	-
Cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	54.566	54.948	56.431	57.914	532
Otras provisiones a largo plazo	61.143	62.418	16.395	4.120	6.828
Pasivo por impuestos diferidos	204.143	202.682	193.370	222.174	226.673
Pasivos por impuestos corrientes, no corrientes	-	-	-	-	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	67	69	62	128	267
Otros pasivos no financieros no corrientes	57	57	-	-	-
Total de pasivos no corrientes	1.235.099	1.229.513	1.026.704	1.018.946	965.713
Total de pasivos	1.506.819	1.552.972	1.384.189	1.324.712	1.298.732
Patrimonio [sinopsis]					
Capital emitido y pagado	1.043.728	1.043.728	1.043.728	1.043.728	1.043.728
Ganancias (pérdidas) acumuladas	780.513	798.096	701.167	697.707	626.065
Prima de emisión	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-
Otras reservas	336.632	326.184	314.356	328.371	321.700
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.160.873	2.168.008	2.059.251	2.069.806	1.991.493
Participaciones no controladoras	-	-	64.350	68.218	73.978
Patrimonio total	2.160.873	2.168.008	2.123.601	2.138.024	2.065.471
Total de patrimonio y pasivos	3.667.692	3.720.980	3.507.790	3.462.736	3.364.203

B) ESTADO DE RESULTADO 2017 - 2021

ESTADO DE RESULTADO	LTM 03'2021	LTM 03'2020	31-12-2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Ganancia (pérdida)						
Ingresos de actividades ordinarias	1.348.654	1.445.881	1.351.658	1.454.436	1.275.296	1.054.062
Costo de ventas	1.079.680	1.034.768	1.043.672	1.042.145	1.005.810	880.541
Ganancia bruta	268.974	411.113	307.986	412.291	269.486	173.521
Otros ingresos	7.106	5.896	3.380	6.290	9.939	20.350
Gastos de administración	38.250	42.673	37.059	43.813	41.525	39.684
Otros gastos, por función	8.542	188.775	10.753	185.086	86.066	5.748
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	229.288	185.561	263.554	189.682	151.834	148.439
Ingresos financieros	1.516	5.510	2.545	5.166	5.846	2.542
Costos financieros	83.189	63.123	59.476	37.837	12.771	11.594
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	4.508	6.793	4.368	7.334	6.938	1.595
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-5.211	-4.516	-7.269	-3.024	-2.285	2.512
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	146.912	130.225	203.722	161.321	149.562	143.494
Gasto por impuestos a las ganancias	26.603	31.463	40.191	42.604	38.339	34.484
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	120.309	98.762	163.531	118.717	111.223	109.010
Ganancia (pérdida)	120.309	98.762	163.531	118.717	111.223	109.010
Ganancia (pérdida), atribuible a [sinopsis]	0					
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	120.309	93.543	163.531	110.823	102.582	100.862
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	0	5.219		7.894	8.641	8.148
Ganancia (pérdida)	120.309	98.762	163.531	118.717	111.223	109.010