



VALORACIÓN DE LA EMPRESA ENEL CHILE S.A.

PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN FINANZAS

Alumna:
Daniela Poblete

Profesor Guía:
Francisco Marcet

Santiago de Chile, marzo 2021

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	5
1. METODOLOGÍA	6
1.1 PRINCIPALES MÉTODOS DE VALORACIÓN	6
1.2 MODELO DE DESCUENTO DE DIVIDENDOS	6
1.3 MÉTODO DE FLUJOS DE CAJA DESCONTADOS	7
2. ANÁLISIS OPERACIONAL DEL NEGOCIO E INDUSTRIA	10
2.1 ANÁLISIS DE CRECIMIENTO DE LA EMPRESA	10
2.2 ANÁLISIS DE CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA	15
2.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES DE LA EMPRESA	18
2.4 ANÁLISIS DEL RESULTADO NO OPERACIONAL DE LA EMPRESA	21
2.5 ANÁLISIS DE LOS ACTIVOS DE LA EMPRESA	25
3. PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS	29
3.1 INGRESOS OPERACIONALES PROYECTADOS	29
3.2 COSTOS OPERACIONALES PROYECTADOS	32
3.3 RESULTADO NO OPERACIONAL PROYECTADO	33
3.4 IMPUESTO CORPORATIVO PROYECTADO	37
3.5 ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADOS	37
4. PROYECCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA LIBRE	40
4.1 DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN	40
4.2 INVERSIÓN EN REPOSICIÓN	41
4.3 INVERSIÓN EN CAPITAL FÍSICO	41
4.4 INVERSIÓN (LIBERACIÓN) DE CAPITAL DE TRABAJO	43
4.5 VALOR TERMINAL	44
4.6 PROYECCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA LIBRE	45
5. PRECIO DE LA ACCIÓN PROYECTADO	46
5.1 VALOR PRESENTE DE LOS FLUJOS DE CAJA LIBRE	46
5.2 DÉFICIT (EXCESO) DE CAPITAL DE TRABAJO	46
5.3 ACTIVOS PRESCINDIBLES	46
5.4 DEUDA FINANCIERA	47
5.5 VALORIZACIÓN ECONÓMICA DE LA EMPRESA Y DEL PRECIO DE LA ACCIÓN	47
5.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	48
6. CONCLUSIONES	51
ANEXOS	52
ANEXO 1: TERMINOLOGÍAS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	52
ANEXO 2: PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS Y DE OPERACIÓN	55
ANEXO 3: CNÉ PREVISIÓN DE DEMANDA TOTAL JUN 2020	56
ANEXO 4: PLUSVALÍAS DE ENEL CHILE	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6-1 Ingresos operacionales porcentual.....	11
Tabla 6-2 Crecimiento de ingresos	12
Tabla 6-3 Variaciones inter periodo ventas de energía	14
Tabla 6-4 Otros ingresos de explotación (MUF)	14
Tabla 6-5 Variaciones inter periodo de costos de explotación Generación.....	19
Tabla 6-6 Variaciones inter periodos costos de distribución	20
Tabla 6-7 Depreciación, amortización y deterioro por segmento.....	21
Tabla 6-8 Resultado financiero por segmento.....	23
Tabla 6-9 Otros resultados distintos de la operación	24
Tabla 6-10 Activos operacionales.....	25
Tabla 6-11 Propiedades, plantas y equipos (PPE).....	26
Tabla 6-12 Activos no operacionales.....	27
Tabla 7-1 Peso promedio por línea de ingresos	29
Tabla 7-2 Informe de Previsión de Demanda Preliminar 2019-2024.....	30
Tabla 7-3 Proyectos para incremento de capacidad instalada 2020 - 2024.....	31
Tabla 7-4 Peso promedio por línea de costos y gastos.....	32
Tabla 7-5 Peso promedio por línea de D&A y Deterioro.....	33
Tabla 7-6 Peso promedio por línea de costos y gastos financieros.....	34
Tabla 7-7 Obligaciones con el público no garantizadas	35
Tabla 7-8 Costos financieros empresas relacionadas	35
Tabla 7-9 Préstamos bancarios	36
Tabla 7-10 Peso promedio por línea de ingresos financieros.....	36
Tabla 7-11 Proyección estado de resultados en MUF	38
Tabla 7-12 Proyección estado de resultados porcentual.....	39
Tabla 8-1 Porcentaje de depreciación de propiedades, plantas y equipos	40
Tabla 8-2 Porcentaje de amortización de intangibles	41
Tabla 8-3 Inversión en reposición.....	41
Tabla 8-4 Inversión en capital físico por tipo de generación	42
Tabla 8-5 Proyectos en construcción del sector	42
Tabla 8-6 Inversiones en capital físico.....	43
Tabla 8-7 Cálculo de capital de trabajo	44
Tabla 8-8 Proyección de capital de trabajo.....	44
Tabla 8-9 Proyección FCB, FCL, valor terminal y presente total	45
Tabla 9-1 Exceso de capital de trabajo	46
Tabla 9-2 Activos no operacionales	47
Tabla 9-3 Valoración económica	48
Tabla 9-4 Ingresos proyectados segmento generación	49
Tabla 9-5 Ingresos proyectados segmento distribución.....	49
Tabla 9-6 Sensibilización ingresos/precio acción	50

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 7-1 Proyección Precio PMM.....	31
Ilustración 9-1 Recomendación de precio futuro de acciones	50

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del presente documento es entregar un estudio de valorización al 30 de junio de 2020 de la empresa Enel Chile S.A., filial de la multinacional italiana Enel SpA., segunda generadora y distribuidora de energía eléctrica y gas a nivel mundial.

Enel en Chile tiene una participación del 29% de los ingresos del mercado considerando la suma de los que provienen de generación, que representan un 44% y distribución (junto a otros menores) con un 56%, lo que la convierte en la empresa del sector más grande del país, seguida por CGE y AES Gener. Enel cotiza en la bolsa chilena y es parte del índice de precio selectivo de acciones de Santiago IPSA.

Luego de la descripción de la metodología, de la empresa y de la industria del sector, como parte del estudio se analizaron los estados financieros y estructura de capital entre el 2016, año en que ingresó Enel a Chile y junio del 2020, con lo cual se determinó su tasa de costo de capital, que en conjunto con el análisis del negocio y de la industria, resultó en la proyección de sus resultados hasta el año 2024.

Para la valorización se utilizó el método de flujo de caja descontado. El método arrojó un resultado de precio por acción de \$63.96, con una sobrevaloración respecto al valor de mercado del 4.17% y un resultado de valor de la compañía en torno a las 230.000 MUF a la fecha indicada, diferencias que estimamos se producen debido a la caída general de precio de los títulos del mercado chileno provocada por la crisis social de fines del 2019 y por el efecto de la pandemia Covid-19 iniciado a principios del 2020, mientras que por otro lado, las corredoras proyectan a la fecha de esta evaluación un precio objetivo a 12 y 18 meses de entre \$70 y \$83.

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 flujo de fondos.¹ 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 de la empresa dividido por el número de acciones emitidas por la sociedad. Y veremos más adelante que sus resultados difieren, dado que cada analista o equipo de *research* utilizan distintos supuestos. Dentro de los métodos más conocidos se encuentran el modelo de descuento de dividendos, opciones reales, flujos de caja descontados, y múltiplos o comparables². Nos concentraremos en adelante en el método de valoración de flujos de caja descontados. Este, es cada vez más utilizado, ya que considera a la empresa como un ente generador flujos, y por ello como un activo financiero.

1.2 Modelo de descuento de dividendos

Los dividendos son pagos periódicos a los accionistas y constituyen, en la mayoría de los casos, el único flujo periódico que reciben las acciones. El valor de la acción es el valor actual de dividendos que esperamos obtener de ella, y se emplea generalmente

¹ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000. 28p.

² Maqueira, Carlos. "Finanzas Corporativas, Teoría y Práctica". Santiago, Editorial Andrés Bello, 2010.

para la valorización de bancos e instituciones financieras. Para el caso de perpetuidad, es decir, cuando una empresa de la que se esperan dividendos constantes todos los años, el valor se puede expresar así: ***Valor de la Acción = DPA/kp***

Donde: *DPA* es el dividendo por acción; y *kp*, es la rentabilidad exigida a las acciones.

La rentabilidad exigida a las acciones, conocida también como el coste de los recursos propios, es la rentabilidad que esperan obtener los accionistas para sentirse suficientemente remunerados. Si se espera que el dividendo crezca indefinidamente a un ritmo anual constante *g*, la fórmula anterior se convierte en la siguiente:

$$\mathbf{Valor\ de\ la\ Acción = DPA1/(kp - g)}$$

Donde: *DPA1* son los dividendos por acción del próximo periodo.³

1.3 Método de flujos de caja descontados

El caso del método de flujo 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. Así, mientras la valoración por FCD es sólo una de las maneras de valorar firmas y unas 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 opciones, generalmente debemos comenzar por descontar flujos de caja. Esta es la razón de porqué gran parte de la literatura se centra en discutir los fundamentos tras el método de FCD. Alguien que entienda estos fundamentos estará

³ Fernández, Pablo. "Valoración de Empresas", Tercera edición (2005), Gestión 2000, p. 36.10

capacitado para analizar y utilizar otras metodologías.⁴ 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. 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. 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

⁴ Aswath Damodaran. "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset". Second Edition (2002), p. 382.11

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. 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). 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. 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.

2. ANÁLISIS OPERACIONAL DEL NEGOCIO E INDUSTRIA

En este capítulo analizaremos en profundidad las distintas fuentes de generación y crecimiento de ingresos, costos, gastos y activos, tanto operacionales como no operacionales de Enel Chile, como también las perspectivas de crecimiento de la industria en la que opera. El detalle de las terminologías utilizadas se puede encontrar en el anexo 1.

2.1 Análisis de crecimiento de la empresa

Enel Chile hoy genera ingresos principalmente desde dos líneas de negocio: generación y distribución eléctrica. En los cinco periodos analizados, en promedio **el 89.7% de los ingresos** provienen de ventas de energía, de los cuales el 42.4% corresponden al negocio de generación y el 47.4% de distribución puro, como se observa en la tabla siguiente.

Tabla 2-1 Ingresos operacionales porcentual

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA POR SEGMENTO DE NEGOCIO Y TIPO DE CLIENTE	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020	Promedio
INGRESOS OPERACIONALES	100%	100%	100%	100%	100%	100.0%
Ventas de Energía	90%	90%	90%	87%	93%	89.7%
Generación	44%	43%	42%	39%	43%	42.4%
Clientes Regulados	31%	29%	26%	21%	19%	25.3%
Clientes no Regulados	9%	11%	15%	17%	23%	15.1%
Ventas de Mercado Spot	4%	3%	1%	1%	1%	2.0%
Distribución	46%	47%	47%	47%	49%	47.4%
Residenciales	17%	17%	19%	20%	21%	18.8%
Comerciales	15%	15%	15%	16%	16%	15.6%
Industriales	9%	9%	9%	7%	7%	8.0%
Otros Consumidores	5%	5%	5%	5%	5%	5.1%
Otras Ventas	3%	4%	5%	4%	2%	3.9%
Otras Prestaciones de Servicios	6%	5%	3%	3%	4%	4.1%
Otros Ingresos de Explotación	1%	2%	2%	5%	1%	2.3%

En lo que respecta a crecimiento, podemos apreciar en la tabla siguiente que entre 2016 y 2109 los Ingresos operacionales presentan una tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) del 6%, de los cuales las ventas de energía del negocio de generación han crecido un 2% y el negocio de distribución un 8%. También vemos una migración de clientes regulados al mercado no regulado (libres), favorecido por la Ley 20.805, que permitió desde 2017, que los consumidores de entre 500 kW y 5.000 kW puedan optar a ser clientes libres, reduciendo los costos relacionados con la energía, al poder negociar directamente la tarifa con el proveedor sin estar sujeto a los precios de las distribuidoras.

Tabla 2-2 Crecimiento de ingresos ⁵

EBITDA	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020	CAGR 2019-2016
INGRESOS OPERACIONALES	81.070	93.882	89.138	97.875	44.866	6%
Ventas de Energía	72.951	84.147	79.884	84.984	41.580	5%
Generación	35.814	40.404	37.546	38.503	19.413	2%
Clientes Regulados	25.002	27.098	23.344	20.818	8.633	-6%
Clientes no Regulados	7.659	10.658	12.977	16.786	10.262	30%
Ventas de Mercado Spot	3.153	2.648	1.225	899	517	-34%
Distribución	37.137	44.008	42.339	46.481	22.168	8%
Residenciales	13.944	16.261	16.536	19.503	9.339	12%
Comerciales	11.881	14.427	13.716	15.899	7.346	10%
Industriales	7.193	8.424	7.591	6.415	3.167	-4%
Otros Consumidores	4.119	4.897	4.495	4.665	2.316	4%
Otras Ventas	2.744	4.006	4.475	4.384	958	17%
Otras Prestaciones de Servicios	4.496	4.278	3.081	3.340	1.680	-9%
Otros Ingresos de Explotación	879	1.451	1.698	5.166	648	80%
COSTOS OPERACIONALES	(47.825)	(56.260)	(46.876)	(50.202)	(26.209)	2%
Compras de Energía	(27.930)	(33.675)	(27.122)	(29.505)	(15.801)	2%
Consumo de Combustible	(9.881)	(10.476)	(8.381)	(8.158)	(4.788)	-6%
Gastos de Transporte	(5.988)	(5.817)	(6.054)	(6.953)	(2.848)	5%
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(4.024)	(6.292)	(5.319)	(5.586)	(2.772)	12%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	33.246	37.622	42.262	47.673	18.658	13%
COSTOS FIJOS	(9.428)	(10.036)	(9.926)	(10.461)	(4.801)	4%
Trabajos para el Inmovilizado	485	537	606	622	385	9%
Gastos de Personal	(4.099)	(4.534)	(4.467)	(4.578)	(2.277)	4%
Otros Gastos Fijos de Explotación	(5.814)	(6.039)	(6.066)	(6.505)	(2.910)	4%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	23.818	27.586	32.336	37.213	13.857	16%

Análisis Ventas de Energía Negocio de Generación:

A junio 2020 las ventas físicas de energía llegaron a 11.189 GWh, mostrando una baja de 6% respecto a junio 2019, debido a menores ventas a clientes regulados (-1.119 GWh) compensadas en parte por mayores ventas a clientes libres (+587 GWh). Estas variaciones en las ventas físicas reflejan de manera importante los efectos de las cuarentenas establecidas en las principales ciudades del país producto de la pandemia por COVID-19, además de la migración de clientes. A diciembre 2019 las ventas de energía eléctrica alcanzaron 23.513 GWh, lo que representa un 4% de menor venta, principalmente por la migración de los clientes regulados al mercado no regulado y a una menor demanda por parte de los clientes regulados durante el cuarto trimestre (estallido

⁵ <http://www.cmfchile.cl>

social). En 2018 el incremento en ventas se debe principalmente a la incorporación de las centrales de EGP Chile a partir del 02 de abril, aumentando la capacidad instalada de Enel Chile en 1.112 MW (ver Anexo 2: Principales indicadores financieros y de operación). A diciembre 2017, hubo una menor venta física (- 333 GWh) principalmente a clientes regulados (-1.488 GWh) y spot (- 10 GWh), compensado por una mayor venta física a clientes libres (+1.265 GWh).

Análisis Ventas de Energía Negocio de Distribución:

A junio 2020 las ventas físicas alcanzaron los 8.204 GWh, mostrando una baja de 4% respecto al mismo período del año anterior, debido fundamentalmente a menores ventas en los segmentos comercial e industrial, especialmente durante el 2T 2020. En este período, las ventas físicas disminuyeron un 10% en relación al 2T 2019 al llegar a 3.887 GWh, reflejando los efectos de las cuarentenas establecidas en distintas comunas de Santiago producto de la pandemia por COVID-19. A diciembre 2019 las ventas físicas alcanzaron los 17.107 GWh, mostrando un alza de 2% respecto al año anterior, debido en gran medida a mayores ventas en el segmento residencial. A diciembre 2018 las ventas físicas alcanzaron los 16.782 GWh, reflejando un incremento de 2% respecto al año anterior, como consecuencia en un incremento de clientes, principalmente residenciales y comerciales, en tanto que las pérdidas de energía se redujeron desde 5,1% a 5,0% (ver Anexo 2).

A diciembre 2017 las mayores ventas de energía, se explican por un mayor consumo de clientes, reflejado en mayores ventas físicas (+514 GWh), principalmente por mayores ventas en el sector residencial e incremento en la cantidad de clientes libres. Estos puntos se reflejan en la siguiente tabla.

Tabla 2-3 Variaciones inter periodo ventas de energía

Ventas de Energía	Indicador	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2019	Jun 2020
Negocio de generación	Ventas (MUF)	35.814	40.404	37.546	38.503	19.414	19.413
	Var. Interaño		13%	-7%	3%		0%
	GWh vendidos	23.689	23.356	24.369	23.513	11.886	11.189
	Var. Interaño		-1%	4%	-4%		-6%
	Ventas (MUF)/GWh	1,5	1,7	1,5	1,6	1,6	1,7
Negocio de distribución	Var. Interaño		14%	-11%	6%		6%
	Ventas (MUF)	37.137	44.008	42.339	46.481	23.033	22.168
	Var. Interaño		19%	-4%	10%		-4%
	GWh vendidos	15.924	16.438	16.782	17.107	8.554	8.204
	Var. Interaño		3%	2%	2%		-4%
Negocio de distribución	Ventas (MUF)/GWh	2,3	2,7	2,5	2,7	2,7	2,7
	Var. Interaño		15%	-6%	8%		0%

Análisis otras ventas:

En la siguiente tabla se observan los ingresos relacionados con otras ventas fuera de la generación y distribución.

Tabla 2-4 Otros ingresos de explotación (MUF)⁶

OTROS INGRESOS	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020
Otros Ingresos de Explotación	879	1.451	1.698	5.166	648
Arrendamiento temporal de instalaciones generadoras	-	-	-	-	245
Ingreso por derivado de Commodities	410	759	356	211	90
Ingreso por término anticipado de contratos de suministro eléctrico	-	-	-	4.278	-
Ingresos por cobro siniestros de centrales térmicas (Seguros)	-	-	798	-	160
Otros Ingresos	469	692	544	677	154

- **Otras Ventas:** son principalmente ingresos por comercialización de gas, negocio en el cual Enel Generación Chile participa en proyectos de GNL para suministrar sus propias centrales a través de Quintero y GasAtacama, además de proveer a terceros de suministro de gas.

⁶ <http://www.cmfchile.cl>

- **Otras Prestaciones de Servicios:** son principalmente peajes de transmisión e ingresos por asesorías del negocio de distribución.
- **Otros ingresos de explotación:** se refiere a ingresos fuera del negocio de Enel Chile, como ingresos por derivados de commodities o recuperación de ingresos de clientes con consumos no registrados.

2.2 Análisis de crecimiento de la industria

El coordinador eléctrico nacional envía a la Comisión Nacional de Energía (CNE), dentro de los primeros 15 días del año, sus proyecciones de demanda eléctrica a 10 años. Sus modelos de demanda eléctrica estimados consideran las siguientes variables significativas para la estimación de la proyección de la demanda eléctrica: **precio medio de la electricidad, población comunal y nacional, IMACEC (incluido minero y no minero) y producción de cobre**. Estas variables se pueden relacionar con los estudios urbanos y encuestas de previsión de demanda eléctrica a clientes libres, que también pueden ser utilizadas para alimentar los modelos (ver anexo 3: CNE Series de previsión de demanda nacional 2019-2039). Para proyectar los resultados y flujos de caja de los próximos periodos, las empresas de la industria utilizan estimaciones por unidad generadora de ingresos utilizando proyecciones sectoriales, experiencia del pasado y las expectativas futuras. Para estimar los flujos para los años siguientes aplica tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector. Enel Chile en particular, al cierre de diciembre de 2019, las tasas utilizadas para extrapolar sus proyecciones se ubicaron entre un **2,0%** y un **3,0%**. Similares a la estimación realizadas por el CNE (detalle en Anexo 3). Estos flujos se descuentan a una tasa antes de impuestos que recoge el costo

de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales aplicadas al cierre de diciembre de 2019 se ubicaron entre un **7,7% y un 10,7%**.

El enfoque utilizado para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja considera:

- **Evolución de la demanda:** crecimiento en base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB) y estimación del crecimiento del número de clientes.
- **Capacidad instalada:** se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad.
- **Precios de compra y venta de energía:** se estima considerando costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- **Medidas regulatorias:** al ser un negocio regulado se contempla la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- **Hidrología y ERNC (Energía Renovable No Contaminante):** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- **Costos de combustibles:** se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados “forward” y estimaciones disponibles de analistas.
- **Costos fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el

IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes.

Expectativas económicas de analistas:

Se considera que los principales factores que impactan la valorización del sector obedecen principalmente a cambios regulatorios en Distribución y Generación. En el segmento de Distribución, se concretó la revisión tarifaria, la cual es ejecutada cada 4 años y comenzará a ser implementada a partir de 2021. La tasa de rentabilidad que proponen BCI y Ciperchile son conservadoras, con un piso de 6% y techo de 8% después de impuestos. En el sector de Generación, se aplicará un nuevo mecanismo de estabilización de tarifas, que se estima implicaría mayores requerimientos de capital de trabajo, aunque con impactos muy marginales en valorización. Consistente con lo anterior, se estima que el segmento de distribución se verá más beneficiado en el largo plazo por una configuración de mayor demanda de energía y menores precios de energía, factor que derivará en una convergencia de EV/Ebitda forward para Distribución de 8x y para Generación de 6x. Se contempla persistencia en presiones sobre precios de energía con una convergencia de largo plazo hacia US\$ 30 - 40 / MWh. Continúa la tendencia de mayor incorporación de proyectos ERNC, que presentan Capex/MW a la baja, liderado por mayores desarrollos tecnológicos e incremento en eficiencia. Continua expansión de la matriz energética conlleva necesariamente a expansiones en los proyectos de transmisión, donde vemos potenciales mayores anuncios en este segmento. Destacan las acciones de Engie y Enel Chile, con precios objetivos de \$1.350/acción y de \$80/acción, respectivamente. En el caso de Enel Chile, se estima

una favorable base de contratos en generación y un positivo potencial de expansión en distribución en el largo plazo.

2.3 Análisis de los costos y gastos operacionales de la empresa

En el análisis de los costos y gastos, además de segmentar por tipo de negocio como en los ingresos, tenemos variables y fijos.

- **Costos variables de explotación:** corresponden a los costos asociados a la operación de la empresa y son costos directos que se generan de las ventas.
- **Costos fijos:** principalmente corresponden a gastos de personal y a costos de operación y mantenimiento de la explotación.

Análisis Costos de Explotación Segmento Generación:

Los costos marginales (CMGs) de la generación eléctrica resultan de la adaptación entre oferta y demanda.

$$\text{Venta (GWh)} = \text{Producción (GWh)} + \text{Compras (GWh)} - \text{Pérdidas}$$

El costo marginal refleja el costo de suministrar 1 kilo watt hora (kWh) adicional, **es uno de los criterios importantes para la toma de decisiones de los actores del sector.**

El costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado y corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema. Las ventas de energía deben satisfacer la demanda de dos mercados: los contratos con clientes regulados (empresas distribuidoras) y no regulados (clientes libres), y el mercado spot. En el mercado spot todos los generadores aportan

las energías generadas, no necesariamente alineadas con sus ventas por contratos. En un año seco, un generador hidráulico puede no tener energía propia suficiente para satisfacer sus contratos con clientes, se transforma en un generador deficitario, y debe comprar la energía que le falta a otros generadores excedentarios al CMg horario, calculado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). En el negocio de generación eléctrica lo más relevante es la proyección futura de CMgs del sistema, para proyectar crecimientos en ventas a contratos y evaluar ingreso de nuevos proyectos.

El costo marginal (CMg) depende de:

- i) La variabilidad hidrológica anual/mensual,
- ii) La matriz de tecnologías de generación existente, cada una con costos variables diferentes.
- iii) La demanda del sistema.

Tabla 2-5 Variaciones inter periodo de costos de explotación Generación

	2017-2016	2018-2017	2019-2018	Jun20-Jun19
Costos de Explotación Segmento de Generación	6%	-23%	-7%	-3%
Compras de Energía	-1%	-43%	-26%	55%
Consumo de Combustible	6%	-20%	-3%	-7%
Gastos de Transporte	-2%	4%	5%	-28%
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	60%	-2%	3%	-17%
Costos Fijos Segmento de Generación	-13%	2%	8%	-14%
Gastos de personal	-9%	10%	-1%	-13%
Otros gastos por naturaleza	-15%	-1%	13%	-15%

Como se aprecia en la tabla anterior, a junio 2020 los costos de explotación de negocio de generación presentaron una disminución de un 3%, pese a un 14% de menor generación respecto a igual período del año anterior, esto debido a una menor generación asociada a las condiciones hidrológicas que han afectado al país, por lo que provocó mayores compras de energía en el mercado spot, lo anterior compensados por menores gastos de transporte, menores costos por consumo de combustibles y menor otros aprovisionamientos. El menor costo en transporte a junio 2020, se debe una baja

de costo por concepto de CET (Cargo Equivalente de Transmisión) en los peajes de inyección del sistema nacional y por un menor costo por concepto de AAT (ajuste de armonización tarifaria) en el sistema de transmisión zonal. Esto debido a que desde 2019 entró en vigor la Ley 20.936 que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica Nacional publicada el año 2016. Los menores costos por consumo de combustible son explicados por menor costo por consumo de carbón, debido a una menor generación térmica del período. Los menores costos de aprovisionamientos y servicios se explican por un menor costo de venta en la comercialización de gas, parcialmente compensado por mayor costo en operaciones de cobertura de commodities y mayor gasto por impuesto de emisión térmica denominado “impuesto verde”. Los Gastos de Personal a junio de 2020 representan una disminución de un 13% respecto a igual período del año 2019, explicado principalmente por una mayor activación de mano de obra, fundamentalmente por proyectos renovables iniciados en el segundo trimestre de 2020 por el Grupo EGP Chile. Los Otros Gastos por Naturaleza, acumulados al 30 de junio de 2020 representaron una disminución de un 14%, explicado principalmente por menores gastos por compra de materiales, y menores gastos en servicios de mantención y reparación.

Análisis Costos de Explotación Segmento Distribución:

En la siguiente tabla observamos las variaciones de estos costos.

Tabla 2-6 Variaciones inter periodos costos de distribución

	2017-2016	2018-2017	2019-2018	Jun20-Jun19
Costos de Explotación Segmento de Distribución	20%	-11%	12%	-1%
Compras de Energía	18%	-4%	11%	0%
Gastos de Transporte	19%	-85%	125%	27%
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	48%	-42%	-4%	-37%
Costos Fijos Segmento de Distribución	33%	-7%	5%	-2%
Gastos de personal	25%	-21%	-2%	-8%
Otros gastos por naturaleza	36%	1%	7%	0%

A junio 2020, los costos de explotación disminuyeron un 1% en UF, debido a menores compras de energía por menor demanda. Mayores costos por transporte en el sistema transmisión zonal, debido a mayores pagos a otras empresas distribuidoras y de transmisión, menores costos de aprovisionamientos y servicios explicado por una venta no recurrente de materiales de retail a Enel X Chile efectuada en 2019, y menores costos variables asociados a construcción de empalmes. Los Gastos de Personal disminuyeron a junio de 2020 respecto a igual período del año 2019, explicado por menor gasto en pago de indemnizaciones y menores costos por bonos de desempeño. Lo anterior, parcialmente compensado por mayor gasto en la dotación asociado a norma técnica de distribución.

2.4 Análisis del resultado no operacional de la empresa

D&A y deterioro: En la siguiente tabla se muestra el comportamiento del periodo por segmento.

Tabla 2-7 Depreciación, amortización y deterioro por segmento

Depreciación, Amortización y Deterioro (MUF)	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Jun 2019	Dec 2019	Jun 2020
Segmento Generación	(5,379)	(4,376)	(6,530)	(13,450)	(16,884)	(27,779)
Gasto por depreciación y amortización	(4,210)	(4,379)	(6,526)	(3,492)	(6,945)	(3,527)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	(1,168)	-	-	(9,954)	(9,891)	(24,248)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	-	2	(4)	(4)	(47)	(5)
Segmento Distribución	(1,125)	(1,667)	(1,500)	(819)	(1,726)	(1,163)
Gasto por depreciación y amortización	(966)	(1,369)	(1,331)	(682)	(1,438)	(782)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	(158)	-	-	-	-	-
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	-	(298)	(170)	(137)	(288)	(381)
Ajustes de consolidación y otras	38	50	22	(25)	(21)	(14)
Total Consolidados ENEL CHILE	(6,465)	(5,994)	(8,008)	(14,294)	(18,631)	(28,957)

Depreciación, Amortización y Deterioro (Var%)	2017-2016	2018-2017	2019-2018	Jun20-Jun19
Segmento Generación	19%	-49%	-159%	107%
Segmento Distribución	-48%	11%	-13%	42%
Ajustes de consolidación y otras	-31%	125%	-206%	-43%
Total Consolidados ENEL CHILE	7%	-25%	-57%	103%

El incremento a junio 2020 en el segmento de generación se debe a mayor pérdida por deterioro debido a su plan de descarbonización. A junio 2020 se reconoció la baja de la central a carbón Bocamina II por 24.248 UF, mientras que en junio 2019 se deterioraron las unidades generadoras a carbón Tarapacá por 7.017 UF y Bocamina I por 2.937 UF.

Aislado el impacto de las pérdidas por deterioro, vemos a junio 2020 una mayor depreciación y amortización explicada por las mayores inversiones y efecto de tipo de cambio del Grupo EGP, grupo que en el segmento de generación es la que lidera las inversiones de crecimiento y cuya contabilidad se lleva en USD. En el segmento de distribución vemos una mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales, debido al aumento de la deuda comercial, principalmente como consecuencia de COVID-19; una mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos y mayor depreciación del activo inmovilizados.

Resultado financiero: A continuación, en esta tabla se aprecia el comportamiento por segmento.

Tabla 2-8 Resultado financiero por segmento

Resultado Financiero	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020	Jun 2019
Segmento Generación	(1,187)	(1,366)	(3,142)	(3,579)	(1,202)	(1,916)
Ingresos Financieros	226	197	317	538	192	194
Efectivo y otros medios equivalentes	75	115	206	126	13	82
Otros ingresos financieros	152	82	111	413	179	113
Gastos Financieros	(1,775)	(1,898)	(3,007)	(3,929)	(1,516)	(1,939)
Préstamos bancarios	(77)	(0)	(336)	(417)	(157)	(225)
Obligaciones con el público no garantizadas	(1,404)	(1,594)	(1,595)	(1,615)	(895)	(782)
Otros	(294)	(304)	(1,075)	(1,897)	(465)	(932)
Resultados por Unidades de Reajuste	16	5	(90)	(182)	(63)	(113)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	346	329	(362)	(7)	186	(58)
Segmento Distribución	280	239	221	185	91	40
Ingresos Financieros	450	481	405	803	294	182
Efectivo y otros medios equivalentes	51	74	59	51	24	23
Otros ingresos financieros	400	407	346	752	270	159
Gastos Financieros	(205)	(265)	(244)	(673)	(200)	(120)
Préstamos bancarios	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)
Otros	(205)	(264)	(244)	(672)	(199)	(118)
Resultados por Unidades de Reajuste	36	28	59	65	12	(24)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1)	(6)	1	(10)	(15)	1
Ajustes de consolidación y otras	234	290	(1,101)	(1,936)	(991)	(838)
Ingresos Financieros	123	130	1	(374)	(33)	(80)
Efectivo y otros medios equivalentes	72	124	84	140	103	51
Otros ingresos financieros	51	6	(82)	(514)	(136)	(131)
Gastos Financieros	113	166	(1,182)	(1,223)	(866)	(685)
Préstamos bancarios	0	(0)	(415)	(93)	(0)	(94)
Obligaciones con el público no garantizadas	-	-	(663)	(1,275)	(655)	(604)
Otros	113	166	(104)	146	(211)	14
Resultados por Unidades de Reajuste	0	0	2	12	3	44
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(3)	(6)	78	(351)	(95)	(117)
Total Resultado Financiero ENEL CHILE	(673)	(836)	(4,022)	(5,330)	(2,102)	(2,714)

Los Gastos Financieros son la principal partida dentro de resultado financiero del Grupo Enel Chile. Las deudas del Grupo Enel Chile hoy se concentran en Enel Chile SA, quién vía caja centralizada, financia las necesidades de inversión y financiamiento de sus filiales. Deudas anteriores, pertenecer solo al segmento de generación, en el Grupo EGP y Enel Generación Chile. Por el lado de generación, desde abril 2018 vemos mayores gastos financieros asociados a la consolidación de Grupo EGP, compensado por un menor gasto financiero asociado a la renegociación del crédito de EGP del Sur con EFI. En distribución desde 2019 vemos mayores ingresos financieros explicados por el reconocimiento de ingresos generados por la aplicación de la ley de estabilización tarifaria y reconocimiento de mayores ingresos por intereses generados por cuentas

cobrar pendientes de facturación a clientes regulados hasta la fecha de publicación de la Ley de estabilización tarifaria. Para ajustes de consolidación y otros vemos desde 2018 mayores gastos financieros asociados a la reorganización societaria, en la cual Enel Chile incorporó, por fusión, los activos de generación de energía renovable no convencional que Enel Green Power Latinoamérica posee en Chile, con el objetivo de consolidar el liderazgo de Enel Chile en la industria de generación eléctrica nacional. Iniciativa concretada vía una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) que Enel Chile realizó sobre Enel Generación Chile (proyecto Elqui).

Para otros resultados vemos la siguiente tabla:

Tabla 2-9 Otros resultados distintos de la operación

Otros Resultados Distintos de la Operación	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020	Jun 2019
Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	250	(101)	116	13	(1)	18
Otras Inversiones	4.610	3.935	14	9	3	10
Ventas de Activos	1	290	110	54	-	51
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	4.861	4.125	239	76	2	79

Las inversiones contabilizadas por el método de participación corresponden a las inversiones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital. En el caso de otras inversiones y ventas de activos, son ganancias extraordinarias, que no se encuentran dentro de la naturaleza del negocio.

2.5 Análisis de los activos de la empresa

Luego de analizar el estado de resultados del Grupo Enel Chile, podemos clasificar cuáles son los activos que generan resultados operacionales y cuales generan resultados no operacionales.

Activos Operacionales:

Los activos operacionales los hemos definido como aquellos que generan ingresos relacionados al giro del negocio, en este caso distribución y generación eléctrica.

Tabla 2-10 Activos operacionales

Activos Operacionales	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020
Propiedades, planta y equipo	131.932	133.804	192.581	187.372	172.459
% sobre Activos Totales	64%	63%	71%	68%	63%
Plusvalía	33.675	33.109	33.195	32.404	32.065
% sobre Activos Totales	16%	16%	12%	12%	12%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corriente	18.164	16.537	19.542	29.143	34.055
% sobre Activos Totales	9%	8%	7%	10%	12%
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.337	15.652	8.894	8.325	12.399
% sobre Activos Totales	5%	7%	3%	3%	5%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente y no corrientes	2.006	2.681	1.965	3.624	3.668
% sobre Activos Totales	1%	1%	1%	1%	1%
Inventarios	1.425	1.481	2.066	1.401	805
% sobre Activos Totales	1%	1%	1%	1%	0%

Propiedades, planta y equipo: sobre el 65% de los activos totales del Grupo Enel corresponden a propiedad, planta y equipos. Vía estos activos se generan casi todos los ingresos operacionales del Grupo Enel Chile. Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y nuevos proyectos. En el segmento de generación se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que

contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Mientras que en el negocio de distribución las inversiones principales son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio.

Tabla 2-11 Propiedades, plantas y equipos (PPE)

Otras Propiedades, Planta y Equipo	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020
Plantas y Equipos de Generación	77.187	77.651	114.050	102.296	80.845
Construcción en Curso	26.127	24.875	31.281	37.054	43.645
Terrenos	2.538	2.518	2.712	2.747	2.716
Edificios	494	477	13.931	14.847	15.738
Infraestructura de red	23.282	25.491	27.719	28.592	27.802
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.568	2.100	2.248	1.687	1.614
Otras Propiedades, Planta y Equipo	735	691	640	149	100
Propiedades, Planta y Equipo	131.932	133.804	192.581	187.372	172.459

Plusvalías: en promedio el 14% del total de activos corresponde a Plusvalías, las cuales son ajustadas producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos. El origen de las plusvalías del Grupo Enel Chile proviene de la adquisición de mayor participación sociedades que ya generaban ingresos operacionales. El ajuste del valor de los activos adquiridos registrados como plusvalías no se clasifica como actividad operacional. Sin embargo, las participaciones adquiridas sobre sociedades consideramos generan ingresos de la operación. El origen de las plusvalías se explica en detalle en el anexo 4.

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes: en promedio el 9% del total de activos corresponde a cuentas por cobrar. El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 30 de junio de 2020 y 2019.

Efectivo y equivalentes al efectivo: en promedio el 9% del total de activos corresponden a efectivo (principalmente saldos en bancos, instrumentos en renta fija y depósitos a corto plazo).

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente y no corrientes: Corresponden a transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Chile las cuales se realizan en condiciones de mercado.

Inventarios: este rubro de activos está compuesto principalmente por suministros para la producción; Gas, Petróleo y Carbón, además de materiales eléctricos y otros repuestos.

Activos No Operacionales:

Los activos no operacionales corresponden en promedio en 5 años al 5% del total de los activos. Generan ingresos extraordinarios, fuera del negocio principal.

Tabla 2-12 Activos no operacionales

Activos No Operacionales	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	Jun 2020
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.688	2.059	4.185	4.673	4.806
% sobre Activos Totales	1%	1%	2%	2%	2%
Activos por impuestos corrientes y diferidos	2.939	3.007	4.315	5.267	7.871
% sobre Activos Totales	1%	1%	2%	2%	3%
Otros activos financieros y no financieros corrientes y no corrientes	2.223	3.233	4.157	2.869	2.785
% sobre Activos Totales	1%	2%	2%	1%	1%
Propiedad de inversión	309	312	274	240	236
% sobre Activos Totales	0%	0%	0%	0%	0%
Activos por derecho de uso	-	-	-	1.973	1.940
% sobre Activos Totales	0%	0%	0%	1%	1%
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	493	-	-	-	-
% sobre Activos Totales	0%	0%	0%	0%	0%
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	711	631	467	280	280
% sobre Activos Totales	0%	0%	0%	0%	0%

Activos intangibles distintos de la plusvalía: Los activos Intangibles del Grupo corresponden a Programas informáticos, Concesiones, Servidumbres y Derechos de agua, Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos.

Activos por impuestos corrientes e impuestos diferidos: Está compuesto por pagos provisionales mensuales, tax credit, crédito por utilidades absorbidas, crédito por gastos de capacitación, otros.

Otros activos financieros y no financieros corrientes y no corrientes: En este rubro se contabilizan Activos financieros medidos a costo amortizado y a valor razonable, además de los derivados de cobertura que mantiene la compañía.

Propiedad de inversión: los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión del grupo, no corresponden al rubro de sus negocios. En este grupo principalmente se registran Ingresos derivados de rentas por arrendamientos de bienes inmobiliarios.

Activos por derecho de uso: Proviene principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. Este contrato calificó como pasivo financiero al 30 de junio de 2020 por la aplicación de NIIF 16.

Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta: Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado.

3. PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS

La proyección del estado de resultados se basará fundamentalmente en los puntos 6.1 al 6.4 analizados en el capítulo anterior, considerando el crecimiento de la empresa y de la industria, sus costos operacionales y resultado no operacional.

3.1 Ingresos operacionales proyectados

Dentro de los ingresos operacionales, del promedio 2016 – 2019 el 93% se explica por las primeras 8 líneas de ingresos como se aprecia en la siguiente tabla. Para proyectar estas líneas haremos un análisis explicado por 8 supuestos y para el resto se hará una proyección basada en los resultados históricos y su recurrencia.

Tabla 3-1 Peso promedio por línea de ingresos

Línea de Ingresos	Recurrente	Peso Promedio	# Supuesto
Cientes Regulados	SI	27%	a
Residenciales	SI	18%	b
Comerciales	SI	15%	b
Cientes no Regulados	SI	13%	a
Industriales	SI	8%	b
Otros Consumidores	SI	5%	b
Ventas de gas	SI	4%	
Ventas de Mercado Spot	SI	2%	
Prestaciones de servicios y asesorías negocio distribución	SI	2%	
Peajes y transmisión	SI	1%	
Ingreso por término anticipado de contratos de suministro eléctrico	NO	1%	
Otras prestaciones	SI	1%	
Ventas de productos y servicios	SI	1%	
Otros Ingresos	SI	1%	
Ingreso por derivado de Commodities	SI	0%	
Ingresos por cobro siniestros de centrales térmicas (Seguros)	NO	0%	
Arriendo equipos de medida	SI	0%	
Arrendamiento temporal de instalaciones generadoras	SI	0%	

Para proyectar estos ingresos más relevantes tomaremos los supuesto a y b, para lo cual acudimos a las estadísticas entregadas por la Comisión Nacional de Energía CNE. El supuesto “a” se utilizará para generación y el “b” para distribución, en donde según la

línea de negocios se utilizará una combinación de demanda-precio-capacidad según las proyecciones utilizadas por tipo de negocio.

Demanda: Para el supuesto “a”, del informe del proceso 2019 del CNE obtuvimos la previsión de demanda de generación para los años 2019-2024 considerando tanto a clientes regulados como a clientes libres.

Tabla 3-2 Informe de Previsión de Demanda Preliminar 2019-2024⁷

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA			TASAS DE CRECIMIENTO [%]		
	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2019	30,304	40,468	70,772			
2020	29,941	41,717	71,658	-1.20%	3.09%	1.25%
2021	30,381	42,853	73,234	1.47%	2.72%	2.20%
2022	30,840	44,054	74,894	1.51%	2.80%	2.27%
2023	31,321	45,447	76,768	1.56%	3.16%	2.50%
2024	32,148	46,491	78,639	2.64%	2.30%	2.44%
Promedio				1.20%	2.81%	2.13%

En la tabla anterior podemos apreciar que la demanda crecerá en el sistema total un promedio de 2.13% en el periodo 2020 – 2024, **en donde los clientes regulados lo harán un 1.2% y los libres en un 2.81%.**

Por el lado de la demanda en la distribución, supuesto “b”, no encontramos una proyección actualizada por lo que utilizaremos el promedio de la demanda que tuvo **Enel Distribución** entre los años 2016 y 2019 por segmento económico, lo que arrojó como resultado un **3.32% anual en residencial, una caída de 1,13% y 8,26% en comerciales e industriales respectivamente y un crecimiento del 11,6% en otros consumidores.**

Capacidad: Por otro lado, los incrementos de capacidad total del sistema nacional serán de 7.262 MW, de los cuales a **Enel le corresponderán a 1.139 MW** que representa el

⁷ CNE

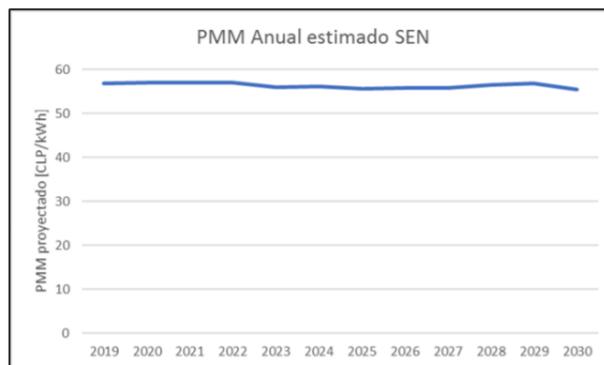
19% del total del aumento en el periodo. En la siguiente tabla se presenta un detalle de los proyectos con su capacidad y fecha de puesta en marcha.

Tabla 3-3 Proyectos para incremento de capacidad instalada 2020 - 2024⁸

Proyecto	Propietario	Puesta en servicio	Tipo Tecnología	Potencia Neta (MW)	Categoría
Ampliación Finis Terrae Etapa I	Enel Green Power del Sur SPA	01/09/20	solarfotovoltaico	126	ERNC
Campos del Sol	Enel Green Power del Sur SPA	01/11/20	solarfotovoltaico	381	ERNC
Sol de Lila	Enel Green Power del Sur SPA	01/11/20	solarfotovoltaico	152	ERNC
Parque Eólico Renaico II	Enel Green Power del Sur SPA	01/11/20	eólico	144	ERNC
Parque FV Domeyko	Enel Green Power del Sur SPA	01/05/21	solarfotovoltaico	186	ERNC
Los Cóndores	Enel Generación Chile S.A.	01/12/23	hidro-pasada	150	Hidroeléctrica Convencional

Precio: El precio medio de mercado (PMM) de generación se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión. En el gráfico siguiente se aprecia la proyección de la CNE del PMM, en donde se mantiene prácticamente constante hasta el 2022 y luego se considera una baja del 3% al 2024.

Ilustración 3-1 Proyección Precio PMM⁹



⁸ Fuente: <http://datos.energiaabierta.cl/>

⁹ CNE: Proyección de demanda Eléctrica 2019 - 2039

Para el resto de las partidas, para las más estables y recurrentes se proyectará el promedio 2016-2019 y para las no recurrentes será nula.

3.2 Costos operacionales proyectados

Dentro de los costos operacionales, del promedio 2016 – 2019 el 89% se explica por las primeras 6 líneas de costos como se aprecia en la siguiente tabla, siendo los más relevantes los de compras de energía asociadas a la generación y sobretodo distribución. Para proyectar estas líneas haremos un análisis explicado por 2 supuestos y para el resto se hará una proyección basada en los resultados históricos y su recurrencia.

Tabla 3-4 Peso promedio por línea de costos y gastos

Línea de Costo o Gasto	Recurrente	Peso Promedio	# Supuesto
Compras de Energía Distribución	SI	46%	a
Compras de Energía Generación	SI	13%	a
Consumo de Combustible Generación	SI	12%	a
Gastos de Transporte Generación	SI	8%	a
Otros gastos por naturaleza Generación	SI	6%	b
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios Generación	SI	5%	a
Otros gastos por naturaleza Distribución	SI	3%	b
Gastos de personal Generación	SI	3%	
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios Distribución	SI	2%	a
Gastos de Transporte Distribución	SI	2%	a
Gastos de personal Distribución	SI	1%	

El supuesto “a” considera asegurar un ratio de costos/ventas del 65% para el negocio de generación y de un 85% para el negocio de distribución, lo que permite asegurar un margen de contribución (Ingresos – Costos Variables Operación) de aproximadamente un 85% para el negocio de generación y de un 15% para el negocio de distribución, justificado en los márgenes históricos y considerando los ajustes de consolidación dentro del negocio de generación (energía comprada desde el negocio de distribución al

negocio de generación). La línea de ajustes y otras actividades de ha proyectado según su porcentaje promedio respecto a los costos de un 23%.

Para el supuesto “b”, dichos costos al corresponder principalmente a gastos de personal y a costos de operación y mantenimiento fijos de la explotación se han dejado constantes en el tiempo a partir de su resultado 2019. El ajuste será un porcentaje de los costos promedio y para el resto de los costos menos relevantes se ha considerado el promedio del periodo 206-2019.

3.3 Resultado no operacional proyectado

Dentro de los costos no operacionales, del promedio 2016 – 2019 el 97% se explica por las primeras 3 líneas de costos como se aprecia en la siguiente tabla, siendo el más relevante las depreciaciones con un 75%. Para proyectar estas líneas haremos un análisis explicado por 3 supuestos y para el resto se hará una proyección basada en los resultados históricos y su recurrencia.

Tabla 3-5 Peso promedio por línea de D&A y Deterioro

Líneas No Operacionales	Recurrente	Peso Promedio	# Supuesto
Depreciaciones	SI	75%	a
Deterioro Segmento Generación	NO	18%	b
Amortizaciones	SI	4%	c
Deterioro Segmento Distribución NIIF 9	NO	2%	
Deterioro Segmento Distribución	NO	1%	
Deterioro Segmento Generación NIIF9	NO	0%	

Depreciaciones: En cuanto a las depreciaciones están relacionadas a las inversiones, las cuales aumentaron después de la integración de Enel Green Power al grupo Enel

Chile. Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación. El detalle de este supuesto “a” se verá en el capítulo 8.

Deterioro Generación: No hay más centrales a carbón por ser deterioradas, por lo que el supuesto “b” será una proyección nula. Respecto a las demás cuentas de deterioro, al ser no recurrentes las proyectaremos en cero.

Amortizaciones: En cuanto a la amortización de intangibles, supondremos mismo nivel depreciación del activo inmovilizado de 2019 como supuesto “c”.

Gastos Financieros: En cuanto al gasto financiero, las principales partidas que representan el 89%, con las obligaciones con el público con un 60%, son las siguientes:

Tabla 3-6 Peso promedio por línea de costos y gastos financieros

Líneas de Gastos Financieros	Recurrente	Peso Promedio	# Supuesto
Obligaciones con el público no garantizadas	SI	60%	a
Costo financieros empresas relacionadas	NO	9%	b
Otros costos financieros	NO	9%	c
Préstamos bancarios	NO	7%	d
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	NO	4%	e
Actualización financiera de provisiones	NO	3%	
Obligación por beneficios post empleo	SI	3%	
Costos financieros por Ley N°21.185	NO	3%	
Pasivos por arrendamientos	NO	1%	
Valoración derivados financieros de cobertura de flujo de caja	NO	0%	

Obligaciones con el público no garantizadas: Se compone de Bonos Yankee y bonos H y M de Enel Generación, y al Bringe Loan de Enel Chile para la OPA sobre Enel Generación. A continuación, se muestran la deuda viva de cada uno y las tasas efectivas sobre ellas para el cálculo de sus gastos financieros como supuesto “a”.

Tabla 3-7 Obligaciones con el público no garantizadas

Tipo Deuda	Nombre del Acreedor	Deuda Viva	Moneda (Millones)	Años	Tipo de bono	Tasa Interés Nominal	Tasa Interés Efectiva	Meses pagos	Año Inicio	Año Término
Obligaciones con el público no garantizadas	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	40,4	USD	100	Bullet	8,13%	8,26%	Ene/Jul	1997	2097
	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	70,8	USD	40	Bullet	7,33%	7,40%	Ene/Jul	1997	2037
	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	205,9	USD	30	Bullet	7,88%	7,96%	Ene/Jul	1997	2027
	BNY Mellon - Unica 24296	400,0	USD	10	Bullet	4,25%	4,67%	Abr/Oct	2014	2024
	Banco Santander -317 Serie-H	1,8	UF	25	Francés	6,20%	7,17%	Oct/Abr	2003	2028
	Banco Santander 522 Serie-M	8,6	UF	21	Francés	4,75%	4,82%	Dic/Jun	2008	2029
	BNY Mellon - Unica	1.000	USD	10	Bullet	4,88%	5,24%	Jun/Dic	2018	2028

Costos financieros empresas relacionadas: corresponden a préstamos otorgados directamente por Enel Finance International (EFI) a Enel Chile, empresa la cual hoy centraliza las necesidades de financiamiento de todas sus filiales. Algunos préstamos adquiridos este año para financiar el plan de crecimiento de energías renovables de Enel Green Power, lo que se proyectará según ña tabla siguiente como supuesto “b”.

Tabla 3-8 Costos financieros empresas relacionadas

Tipo Deuda	Nombre del Acreedor	Deuda Viva	Moneda (Millones)	Años	Tipo de bono	Tasa Interés Nominal	Tasa Interés Efectiva	Meses pagos	Año Inicio	Año Término
Costo financieros empresas relacionadas	EFI	400	USD	4	Bullet	3,52%	3,52%	Dic/Jun	2018	2022
	EFI	200	USD	3	Bullet	2,60%	2,60%	Ene/Jul	2020	2023
	EFI	400	USD	10	Bullet	3,40%	3,40%	Mar/Sep	2020	2030
	EFI	644	USD	12	Bullet	2,82%	2,82%	Dic/Jun	2015	2027

Otros Costos Financieros: Al no poseer mayor detalle en cuanto a esta partida, asumiremos como supuesto “c” el comportamiento del primer semestre del 2020 y lo mantendremos en el periodo de estimación.

Préstamos bancarios: Actualmente se encuentran vigentes tres préstamos bancarios de Enel Green Power, los cuales están por vencer en el periodo evaluado y se proyectarán según la siguiente tabla como supuesto “d”.

Tabla 3-9 Préstamos bancarios

Tipo Deuda	Nombre del Acreedor	Deuda Viva	Moneda (Millones)	Años	Tipo de bono	Tasa Interés Nominal	Tasa Interés Efectiva	Meses pagos	Año Inicio	Año Término
Préstamos bancarios	Scotiabank Chile	150	USD	7	Bullet	2,27%	2,27%	Dic/Jun	2013	2020
	Scotiabank Chile	150	USD	7	Bullet	2,10%	2,10%	Dic/Jun	2014	2021
	Inter-American Development Bank (BID)	30	USD	5	Bullet	1,50%	1,50%	May/Nov	2017	2022

Gastos de formalización de deuda: se devengan durante el periodo que dure la deuda, por lo que utilizaremos como supuesto “e” comportamiento del pago de intereses de todas las deudas vigentes, considerando deuda relacionada y bancaria que vencerá en el periodo a evaluar. Las demás partidas se proyectarán según historia y recurrencia.

Ingresos Financieros y Otros Resultados Distintos de la Operación: las principales partidas que representan el 92% son:

Tabla 3-10 Peso promedio por línea de ingresos financieros

Líneas de Ingresos Financieros y Otros Resultados Distintos de la Operación	Recurrente	Peso Promedio	# Supuesto
Resultado de Otras Inversiones	NO	41%	a
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	SI	19%	b
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	SI	16%	b
Otros ingresos financieros	NO	10%	b
Resultados en Ventas de Activos	NO	6%	a
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	NO	4%	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	NO	4%	

Resultados de otras Inversiones y ventas de activos: corresponden a ganancias extraordinarias fuera del centro del negocio y no recurrentes por lo que fueron proyectadas de manera nula como supuesto “a”.

Ingresos por colocación de depósitos, intereses y otros: Asumiremos como supuesto “b” colocaciones similares a los ingresos obtenidos en el primer semestre 2020. El resto se proyectará según promedio histórico.

3.4 Impuesto corporativo proyectado

A pesar de existir una tributación irregular dependiendo de algunas partidas que consideran impuestos distintos, esto no se puede prever por lo que utilizaremos el impuesto corporativo del 27% para proyectar.

3.5 Estado de resultados proyectados

Las dos siguientes tablas muestran el resultado de la proyección que se desprende de los supuestos anteriormente detallados tanto en MUF como porcentual.

Tabla 3-11 Proyección estado de resultados en MUF

ESTADO DE RESULTADOS (MUF)	REAL					PROYECTADO					
	2016	2017	2018	2019	S1 2020	S2 2020	2020	2021	2022	2023	2024
Total Ingresos	81,070	93,882	89,138	97,875	44,866	50,104	94,970	95,291	97,302	99,511	101,808
Ventas de Energía Segmento de Generación	35,814	40,404	37,546	38,503	19,413	21,835	41,248	40,559	41,060	41,659	42,238
Cientes Regulados	25,002	27,098	23,344	20,818	8,633	11,715	20,348	20,647	20,959	20,647	21,193
Cientes no Regulados	7,659	10,658	12,977	16,786	10,262	8,229	18,492	18,995	19,528	19,541	19,990
Ventas de Mercado Spot	3,153	2,648	1,225	899	517	1,891	2,408	916	573	1,470	1,055
Ventas de Energía Segmento de Distribución	37,137	44,008	42,339	46,481	22,168	22,486	44,653	46,068	47,578	49,188	50,906
Residenciales	13,944	16,261	16,536	19,503	9,339	8,940	18,279	18,886	19,514	20,162	20,833
Comerciales	11,881	14,427	13,716	15,899	7,346	6,276	13,621	13,468	13,316	13,166	13,018
Industriales	7,193	8,424	7,591	6,415	3,167	3,808	6,975	7,474	8,008	8,581	9,195
Otros Consumidores	4,119	4,897	4,495	4,665	2,316	3,462	5,778	6,240	6,740	7,279	7,861
Otras Ventas	2,744	4,006	4,475	4,384	958	2,945	3,902	3,902	3,902	3,902	3,902
Ventas de gas	2,493	3,420	3,763	3,446	656	2,625	3,281	3,281	3,281	3,281	3,281
Ventas de productos y servicios	251	586	712	938	302	320	622	622	622	622	622
Otras Prestaciones de Servicios	4,496	4,278	3,081	3,340	1,680	2,119	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799
Peajes y transmisión	1,744	1,486	737	1,103	745	523	1,267	1,267	1,267	1,267	1,267
Arriendo equipos de medida	143	185	182	75	59	88	146	146	146	146	146
Prestaciones de servicios y asesorías negocio distribución (Alumbrado)	540	1,836	1,716	1,707	669	781	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Otras prestaciones	2,069	772	446	455	208	728	935	935	935	935	935
Otros Ingresos de Explotación	879	1,185	1,698	5,166	648	720	1,368	963	963	963	963
Arrendamiento temporal de instalaciones generadoras	-	-	-	-	245	-	245	-	-	-	-
Ingreso por derivado de Commodities	410	759	356	211	90	344	434	434	434	434	434
Ingreso por término anticipado de contratos de suministro eléctrico	-	-	-	4,278	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos por cobro siniestros de centrales térmicas (Seguros)	-	-	798	-	160	-	160	-	-	-	-
Otros Ingresos	469	427	544	677	154	376	529	529	529	529	529
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(47,825)	(56,260)	(46,876)	(50,202)	(26,209)	(23,567)	(49,776)	(50,356)	(51,593)	(52,944)	(54,355)
Costos de Explotación Segmento de Generación	(31,396)	(33,230)	(25,739)	(23,956)	(13,274)	(13,537)	(26,811)	(26,363)	(26,689)	(27,078)	(27,455)
Compras de Energía	(13,196)	(13,033)	(7,466)	(5,499)	(3,842)	(2,313)	(6,155)	(6,052)	(6,127)	(6,216)	(6,303)
Consumo de Combustible	(9,881)	(10,476)	(8,381)	(8,158)	(4,788)	(4,342)	(9,130)	(8,977)	(9,088)	(9,221)	(9,349)
Gastos de Transporte	(5,761)	(5,618)	(5,854)	(6,126)	(2,427)	(4,429)	(6,856)	(6,741)	(6,825)	(6,924)	(7,020)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	(2,557)	(4,102)	(4,038)	(4,173)	(2,217)	(2,453)	(4,670)	(4,592)	(4,649)	(4,717)	(4,782)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(33,127)	(39,632)	(35,279)	(39,383)	(19,180)	(18,775)	(37,955)	(39,158)	(40,441)	(41,810)	(43,270)
Compras de Energía	(29,619)	(35,005)	(33,606)	(37,321)	(18,386)	(17,583)	(35,968)	(37,108)	(38,324)	(39,621)	(41,005)
Gastos de Transporte	(1,971)	(2,351)	(356)	(803)	(418)	(356)	(774)	(798)	(824)	(852)	(882)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	(1,537)	(2,276)	(1,317)	(1,259)	(376)	(837)	(1,214)	(1,252)	(1,293)	(1,337)	(1,383)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	16,698	16,602	14,142	13,137	6,245	8,745	14,991	15,165	15,538	15,945	16,370
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN (MARGEN BRUTO)	33,246	37,622	42,262	47,673	18,658	26,537	45,195	44,935	45,710	46,568	47,453
Costos Fijos Segmento de Generación	(6,448)	(5,591)	(5,714)	(6,164)	(2,643)	(3,364)	(6,007)	(6,007)	(6,007)	(6,007)	(6,007)
Gastos de personal	(1,920)	(1,754)	(1,935)	(1,907)	(875)	(1,032)	(1,907)	(1,907)	(1,907)	(1,907)	(1,907)
Otros gastos por naturaleza	(4,528)	(3,837)	(3,780)	(4,257)	(1,768)	(2,332)	(4,100)	(4,100)	(4,100)	(4,100)	(4,100)
Costos Fijos Segmento de Distribución	(2,640)	(3,499)	(3,269)	(3,419)	(1,790)	(1,628)	(3,419)	(3,419)	(3,419)	(3,419)	(3,419)
Gastos de personal	(946)	(1,187)	(941)	(922)	(448)	(474)	(922)	(922)	(922)	(922)	(922)
Otros gastos por naturaleza	(1,694)	(2,311)	(2,328)	(2,497)	(1,342)	(1,154)	(2,497)	(2,497)	(2,497)	(2,497)	(2,497)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(339)	(946)	(943)	(878)	(367)	(429)	(797)	(797)	(797)	(797)	(797)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	23,818	27,586	32,336	37,213	13,857	21,115	34,972	34,713	35,487	36,345	37,230
Depreciaciones y amortizaciones	(5,138)	(5,698)	(7,806)	(8,358)	(4,293)	(3,948)	(8,241)	(9,543)	(10,643)	(11,691)	(11,850)
Depreciaciones	(4,950)	(5,443)	(7,363)	(7,938)	(4,055)	(3,766)	(7,821)	(9,122)	(10,223)	(11,270)	(11,430)
Amortizaciones	(189)	(254)	(443)	(420)	(238)	(183)	(420)	(420)	(420)	(420)	(420)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	(1,327)	-	(28)	(9,917)	(24,248)	-	(24,248)	-	-	-	-
Segmento Generación	(1,168)	-	-	(9,891)	(24,248)	-	(24,248)	-	-	-	-
Segmento Distribución	(158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de consolidación y otras	-	-	(28)	(26)	-	-	-	-	-	-	-
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	-	(296)	(174)	(355)	(416)	-	(416)	(411)	(411)	(411)	(411)
Segmento Generación	-	2	(4)	(47)	(5)	-	(5)	-	-	-	-
Segmento Distribución	-	(298)	(170)	(288)	(381)	-	(381)	(381)	(381)	(381)	(381)
Ajustes de consolidación y otras	-	-	-	(20)	(31)	-	(31)	(31)	(31)	(31)	(31)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	17,352	21,592	24,327	18,582	(15,100)	17,167	2,067	24,759	24,433	24,243	24,969
Ingresos Financieros	800	808	723	968	452	504	956	956	956	956	956
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	197	313	349	317	140	187	326	326	326	326	326
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	290	319	259	285	202	86	288	288	288	288	288
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	-	-	-	185	92	92	185	185	185	185	185
Otros ingresos financieros	313	176	115	182	19	139	158	158	158	158	158
Gastos Financieros	(1,867)	(1,997)	(4,432)	(5,825)	(2,582)	(2,870)	(5,452)	(5,083)	(4,807)	(4,615)	(4,497)
Préstamos bancarios	(77)	(0)	(751)	(512)	(158)	(354)	(512)	(148)	(33)	-	-
Obligaciones con el público no garantizadas	(1,404)	(1,594)	(2,258)	(2,890)	(1,549)	(1,341)	(2,890)	(2,890)	(2,890)	(2,890)	(2,890)
Pasivos por arrendamientos	(30)	(30)	(27)	(64)	(36)	(28)	(64)	(64)	(64)	(64)	(64)
Valoración derivados financieros de cobertura de flujo de caja	(21)	(40)	43	63	(40)	102	63	63	63	63	63
Actualización financiera de provisiones	(97)	(88)	(115)	(154)	(79)	(75)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)
Obligación por beneficios post empleo	(83)	(100)	(100)	(93)	(37)	(56)	(93)	(93)	(93)	(93)	(93)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(80)	(31)	(340)	(166)	(96)	(70)	(166)	(162)	(153)	(146)	(141)
Gastos financieros activados	105	152	233	329	147	182	329	329	329	329	329
Costo financieros empresas relacionadas	-	(17)	(843)	(1,106)	(616)	(490)	(1,106)	(1,106)	(953)	(801)	(688)
Costos financieros por Ley N°21.185	-	-	-	(673)	(26)	(648)	(673)	(673)	(673)	(673)	(673)
Otros costos financieros	(180)	(249)	(275)	(558)	(93)	(93)	(185)	(185)	(185)	(185)	(185)
Resultados por Unidades de Reajuste e Hiperinflación	52	34	(30)	(105)	(48)	(57)	(105)	(105)	(105)	(105)	(105)
Resultados por Unidades de Reajuste	52	34	108	84	(11)	95	84	84	84	84	84
Resultados por Hiperinflación	-	-	(137)	(190)	(37)	(152)	(190)	(190)	(190)	(190)	(190)
Diferencias de Cambio Positivas/Negativas	342	318	(283)	(368)	76	(444)	(368)	(368)	(368)	(368)	(368)
RESULTADO FINANCIERO	(673)	(836)	(4,022)	(5,330)	(2,102)	(2,867)	(4,969)	(4,600)	(4,324)	(4,132)	(4,014)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	250	(101)	116	13	(1)	14	13	13	13	13	13
Resultado de Otras Inversiones	4,610	3,935	14	9	3	-	3	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	1	290	110	54	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	21,540	24,881	20,545	13,328	(17,200)	14,314	(2,886)	20,171	20,121	20,124	20,967
Impuesto Sobre Sociedades	(3,786)	(5,349)	(5,568)	(2,163)	5,015	(3,865)	1,150	(5,446)	(5,433)	(5,434)	(5,661)
RESULTADO DEL PERÍODO	17,754	19,532	14,977	11,165	(12,185)	10,449	(1,736)	14,725	14,688	14,691	15,306

Tabla 3-12 Proyección estado de resultados porcentual

ESTADO DE RESULTADOS (%)	REAL					PROYECTADO					
	2016	2017	2018	2019	S1 2020	S2 2020	2020	2021	2022	2023	2024
Total Ingresos	100%										
Ventas de Energía Segmento de Generación	44%	43%	42%	39%	43%	44%	43%	43%	42%	42%	41%
Cientes Regulados	31%	29%	26%	21%	19%	23%	21%	22%	22%	21%	21%
Cientes no Regulados	9%	11%	15%	17%	23%	16%	19%	20%	20%	20%	20%
Ventas de Mercado Spot	4%	3%	1%	1%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	1%
Ventas de Energía Segmento de Distribución	46%	47%	47%	47%	49%	45%	47%	48%	49%	49%	50%
Residenciales	17%	17%	19%	20%	21%	18%	19%	20%	20%	20%	20%
Comerciales	15%	15%	15%	16%	16%	13%	14%	14%	14%	13%	13%
Industriales	9%	9%	9%	7%	7%	8%	7%	8%	8%	9%	9%
Otros Consumidores	5%	5%	5%	5%	5%	7%	6%	7%	7%	7%	8%
Otras Ventas	3%	4%	5%	4%	2%	6%	4%	4%	4%	4%	4%
Ventas de gas	3%	4%	4%	4%	1%	5%	3%	3%	3%	3%	3%
Ventas de productos y servicios	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Otras Prestaciones de Servicios	6%	5%	3%	3%	4%						
Peajes y transmisión	2%	2%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Arriendo equipos de medida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Prestaciones de servicios y asesorías negocio distribución	1%	2%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	1%	1%	1%
Otras prestaciones	3%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Otros Ingresos de Explotación	1%	1%	2%	5%	1%						
Arrendamiento temporal de instalaciones generadoras	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingreso por derivado de Commodities	1%	1%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingreso por término anticipado de contratos de suministro eléctrico	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos por cobro siniestros de centrales térmicas (Seguros)	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros Ingresos	1%	0%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	-59%	-60%	-53%	-51%	-58%	-47%	-52%	-53%	-53%	-53%	-53%
Costos de Explotación Segmento de Generación	-39%	-35%	-29%	-24%	-30%	-27%	-28%	-28%	-27%	-27%	-27%
Compras de Energía	-16%	-14%	-8%	-6%	-9%	-5%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
Consumo de Combustible	-12%	-11%	-9%	-8%	-11%	-9%	-10%	-9%	-9%	-9%	-9%
Gastos de Transporte	-7%	-6%	-7%	-6%	-5%	-9%	-7%	-7%	-7%	-7%	-7%
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	-3%	-4%	-5%	-4%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	-41%	-42%	-40%	-40%	-43%	-37%	-40%	-41%	-42%	-42%	-43%
Compras de Energía	-37%	-37%	-38%	-38%	-41%	-35%	-38%	-39%	-39%	-40%	-40%
Gastos de Transporte	-2%	-3%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	-2%	-2%	-1%	-1%	-1%	-2%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	21%	18%	16%	13%	14%	17%	16%	16%	16%	16%	16%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN (MARGEN BRUTO)	41%	40%	47%	49%	42%	53%	48%	47%	47%	47%	47%
Costos Fijos Segmento de Generación	-8%	-6%	-6%	-6%	-6%	-7%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
Gastos de personal	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
Otros gastos por naturaleza	-6%	-4%	-4%	-4%	-4%	-5%	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%
Costos Fijos Segmento de Distribución	-3%	-4%	-4%	-3%	-4%	-3%	-4%	-4%	-4%	-3%	-3%
Gastos de personal	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Otros gastos por naturaleza	-2%	-2%	-3%	-3%	-3%	-2%	-3%	-3%	-3%	-3%	-2%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	0%	-1%									
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	29%	29%	36%	38%	31%	42%	37%	36%	36%	37%	37%
Depreciaciones y amortizaciones	-6%	-6%	-9%	-9%	-10%	-8%	-9%	-10%	-11%	-12%	-12%
Depreciaciones	-6%	-6%	-8%	-8%	-9%	-8%	-8%	-10%	-11%	-11%	-11%
Amortizaciones	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	-2%	0%	0%	-10%	-54%	0%	-26%	0%	0%	0%	0%
Segmento Generación	-1%	0%	0%	-10%	-54%	0%	-26%	0%	0%	0%	0%
Segmento Distribución	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ajustes de consolidación y otras	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Segmento Generación	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Segmento Distribución	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ajustes de consolidación y otras	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT)	21%	23%	27%	19%	-34%	34%	2%	26%	25%	24%	25%
Ingresos Financieros	1%										
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Intereses cobrados a clientes en cuentas de energía y facturaciones	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros ingresos financieros	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gastos Financieros	-2%	-2%	-5%	-6%	-6%	-6%	-6%	-5%	-5%	-5%	-4%
Préstamos bancarios	0%	0%	-1%	-1%	0%	-1%	-1%	0%	0%	0%	0%
Obligaciones con el público no garantizadas	-2%	-2%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%
Pasivos por arrendamientos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Valoración derivados financieros de cobertura de flujo de caja	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Actualización financiera de provisiones	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Obligación por beneficios post empleo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gastos financieros activados	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Costo financieros empresas relacionadas	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Costos financieros por Ley N°21.185	0%	0%	0%	-1%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Otros costos financieros	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resultados por Unidades de Reajuste e Hiperinflación	0%										
Resultados por Unidades de Reajuste	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resultados por Hiperinflación	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diferencias de Cambio Positivas/Negativas	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%
RESULTADO FINANCIERO	-1%	-1%	-5%	-5%	-5%	-6%	-5%	-5%	-4%	-4%	-4%
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resultado de Otras Inversiones	6%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resultados en Ventas de Activos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	27%	27%	23%	14%	-38%	29%	-3%	21%	21%	20%	21%
Impuesto Sobre Sociedades	-5%	-6%	-6%	-2%	11%	-8%	1%	-6%	-6%	-5%	-6%
RESULTADO DEL PERÍODO	22%	21%	17%	11%	-27%	21%	-2%	15%	15%	15%	15%

4. PROYECCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA LIBRE

Para proyectar el Flujo de Caja Libre, es necesario ajustar el Flujo de Caja Bruto recalculando la depreciación y amortización, y considerando las nuevas inversiones, inversiones en reposición y capital de trabajo. Dado que no representan flujos de efectivo.

4.1 Depreciación y amortización

Calcularemos la depreciación en relación a los activos de la compañía (PPE) y la amortización en relación a los activos intangibles de la compañía, de manera tal de proyectar el D&A en función de los activos de Enel Chile. De los movimientos de PPE de Enel Chile, vemos que la depreciación ha sido un 4% anual sobre el saldo final de PPE. En vista a dicho porcentaje, en conocimiento de que Enel Chile se encuentra en un periodo de expansión, invirtiendo en nuestras centrales de energía renovable pudimos proyectar la depreciación proyectando los incrementos principalmente por construcciones en curso (negocio de generación) e inversiones que agregan vida útil a los activos actuales de la compañía (negocio de distribución).

Tabla 4-1 Porcentaje de depreciación de propiedades, plantas y equipos

Propiedades, Planta y Equipo	DEC 2016	DEC 2017	DEC 2018	DEC 2019	JUN 2020	DEC 2020	DEC 2021	DEC 2022	DEC 2023	DEC 2024
Plantas y Equipos de Generación	77.187	77.651	114.050	102.296	80.845	86.996	111.296	133.524	153.761	152.143
Construcción en Curso	26.127	24.875	31.281	37.054	43.645	56.708	68.390	81.352	93.936	106.154
Terrenos	2.538	2.518	2.712	2.747	2.716	2.716	2.716	2.716	2.716	2.716
Edificios	494	477	13.931	14.847	15.738	15.017	14.431	13.862	13.310	12.773
Infraestructura de red	23.282	25.491	27.719	28.592	27.802	26.476	25.234	24.029	22.858	21.722
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.568	2.100	2.248	1.687	1.614	1.391	1.170	956	748	546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	735	691	640	149	100	200	200	200	200	200
TOTAL PPE	131.932	133.804	192.581	187.372	172.459	189.504	223.437	256.638	287.528	296.253
Depreciación/ Saldo Final PPE	-4%	-4%	-4%	-4%	-2%	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%

A su vez, para calcular las Amortizaciones utilizamos los movimientos de la cuenta de Intangibles, proyectando que durante el 2S 2020 no hay mayores crecimientos y considerando en promedio un porcentaje Amortización/Intangibles de un 10% anual:

Tabla 4-2 Porcentaje de amortización de intangibles

Activos intangibles distintos de la plusvalía	DEC 2016	DEC 2017	DEC 2018	DEC 2019	JUN 2020	DEC 2020	DEC 2021	DEC 2022	DEC 2023	DEC 2024
Servidumbre y Derechos de Agua	477	471	643	613	622	622	622	622	622	622
Concesiones	-	-	942	924	959	959	959	959	959	959
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	-	0	11	11	11	11	11	11	11
Programas Informáticos	1.047	1.428	2.179	2.690	2.746	2.746	2.746	2.746	2.746	2.746
Otros Activos Intangibles Identificables	164	161	421	434	467	467	467	467	467	467
TOTAL INTANGIBLES	1.688	2.059	4.185	4.673	4.806	4.806	4.806	4.806	4.806	4.806
Amortización /Intangibles	-11%	-12%	-11%	-9%	-5%	-5%	-10%	-10%	-10%	-10%

4.2 Inversión en reposición

Calculamos las inversiones en reposición que requiere Enel Chile para mantener su nivel de operación actual desde la estimación de PPE proyectada en punto anterior.

Hay que recordar que al primer semestre 2020, Enel Chile ya incorporó en sus resultados el deterioro de todas sus plantas a carbón, concluyendo con ello su plan de descarbonización.

Tabla 4-3 Inversión en reposición

Inversiones (MUF)	DEC 2016	DEC 2017	DEC 2018	DEC 2019	JUN 2020	DEC 2020	DEC 2021	DEC 2022	DEC 2023	DEC 2024
Inversión en reposición	9.279	10.486	11.652	11.314	8.988	13.064	11.682	12.962	12.584	12.218
TOTAL Inversiones reposición	9.279	10.486	11.652	11.314	8.988	13.064	11.682	12.962	12.584	12.218

4.3 Inversión en capital físico

De la última presentación a los inversionistas que realizó Enel en 2019, donde expuso su plan industrial, sabemos que Enel invertirá 2,5 US\$ billones en el periodo 2020-2022 centrado principalmente en proyectos renovables, con la intención de aumentar su

capacidad instalada en un 24% y consecuentemente aumentar su producción hacia el año 2022 en un 21% después de dar de baja sus centrales a carbón.

Tabla 4-4 Inversión en capital físico por tipo de generación¹⁰

Gross Capex (US\$ bn)				
Business line	2019	2020	2021	2022
Renewables	0.38	0.94	0.52	0.47
Thermal	0.07	0.05	0.03	0.03
Networks	0.16	0.17	0.15	0.13
Enel X	0.01	0.01	0.01	0.01
Others	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.62	1.18	0.72	0.64

Desde el ministerio de Energía de Chile adicionalmente podemos saber desde su PPT Proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía a mayo de 2020, los proyectos que se encuentran en construcción y sus inversiones declaradas.

Tabla 4-5 Proyectos en construcción del sector¹¹

Nombre Proyecto	Región	Sistema	Tecnología	Capacidad Neta MW	USD MM	Fecha Estimada Operación
Generación					1.930	
Ampliación Finis Terrae	Antofagasta	SEN	Solar	126,2	94	sept-20
Parque Fotovoltaico Azabache	Antofagasta	SEN	Solar	61,0	49	nov-20
Sol de Lila	Antofagasta	SEN	Solar	163,0	130	nov-20
Parque Eólico Renaico II Enel	Biobío	SEN	Eólica	144,0	176	nov-20
Campos del Sol Sur	Atacama	SEN	Solar	382,0	321	nov-20
Ampliación Cerro Pabellón Unidad 3	Antofagasta	SEN	Otros ERNC	33,0	96	dic-20
Parque FV Domeyko	Antofagasta	SEN	Solar	204	164	may-21
Los Cóndores	El Maule	SEN	Hidro	150,0	900	dic-23
Transmisión					72,8	
S/E Nueva Lampa	RM	SEN		220	12,8	ago-20
Línea Los Condores Ancoa	El Maule	SEN		220	60	dic-20

¹⁰ <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-chile/informacion-para-el-accionista/presentaciones/2019/Presentacion-Plan-Industrial-Enel-Chile.pdf>

¹¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/despensa_mayo_v6.pdf

No obtuvimos información de nuevas inversiones para el año 2023, por lo que repetimos el nivel de inversiones promedio de un año desde 2020 en adelante.

Tabla 4-6 Inversiones en capital físico

Inversiones capital físico	DEC 2020	DEC 2021	DEC 2022	DEC 2023	DEC 2024	DEC Σ 20-24
US\$ bn	0,8	0,8	0,8	0,8	-	3,3
MCLP @816,36*	680.300.000	680.300.000	680.300.000	680.300.000	-	2.721.200.000
Proyección UF (ICP 3% anual)	29.088	29.961	30.860	31.785	32.739	
TOTAL Inversiones capital físico (MUF)	23.388	22.706	22.045	21.403	-	89.542

* Dólar observado Indicadores diarios Banco Central (30-jun-2020)

El negocio de Distribución en general no invierte en nueva capacidad por lo que se evalúa a perpetuidad. Por otro lado, el negocio de generación se evalúa a perpetuidad, pero se podría considerar una reinversión en el valor terminal, que de manera conservadora no consideraremos.

4.4 Inversión (liberación) de capital de trabajo

Para poder calcular el flujo de caja libre, proyectaremos la necesidad de Capital de Trabajo Operacional Neto (CTON) como la diferencia entre activos corrientes que no devengan intereses y pasivos corrientes que no devengan intereses (sin deuda financiera).

Tabla 4-7 Cálculo de capital de trabajo

BALANCE CONSOLIDADO GRUPO ENEL CHILE (MUF)	Dec 2016	Dec 2017	Dec 2018	Dec 2019	S1_2020
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.337	15.652	8.894	8.325	12.399
Otros activos no financieros corriente	601	701	813	1.223	1.072
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	16.892	15.186	17.347	18.066	18.428
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	2.006	2.681	1.965	2.408	1.366
Inventarios	1.425	1.481	2.066	1.401	805
Activos por impuestos corrientes	2.112	2.902	3.619	4.496	2.359
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	493	-	-	-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	32.866	38.604	34.704	35.920	36.429
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	-	206	224
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21.311	20.747	20.108	21.168	14.029
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	3.432	4.463	5.729	5.645	7.548
Otras provisiones corrientes	246	210	203	144	102
Pasivos por impuestos corrientes	2.338	2.501	641	636	191
Otros pasivos no financieros corrientes	437	1.856	2.587	1.608	1.839
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	27.765	29.778	29.268	29.406	23.932
CTON	5.101	8.826	5.436	6.514	12.497
Total Ingresos	81.070	93.882	89.138	97.875	
RCTON	6,29%	9,40%	6,10%	6,66%	
RCTON Promedio	7,11%				

Con el ratio $RCTON = CTON/Ventas$ proyectamos la inversión en capital de trabajo necesario cada vez que aumentan o disminuyan las ventas.

Tabla 4-8 Proyección de capital de trabajo

CTON PROYECTADO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	94.970	95.291	97.302	99.511	101.808	101.808
RCTON	7,11%	7,11%	7,11%	7,11%	7,11%	7,11%
CTON	6.754	6.777	6.920	7.077	7.240	7.240
Variación CTON	(23)	(143)	(157)	(163)		

4.5 Valor terminal

El valor terminal se refiere al flujo de caja obtenido para el año 2025, el cual representa el valor perpetuo de los flujos, utilizando la tasa de costo de capital WACC de 6,48%, obtenido en punto 5.7 costo de capital. El valor terminal calculado asciende a **MUF 283.879**, los cuales fueron adicionados a los flujos del año 2024.

Tabla 4-9 Proyección FCB, FCL, valor terminal y presente total

Flujo de Caja Bruto Proyectado	S2_2020	2021	2022	2023	2024	2025
Utilidad (pérdida) del ejercicio	10,449	14,725	14,688	14,691	15,306	15,306
(+) Depreciación y amortización (íntegra)	3,948	9,543	10,643	11,691	11,850	11,850
(+) Costos Financieros (después de impue	2,095	3,711	3,509	3,369	3,283	3,283
(-) Ingresos financieros (después de impu	(368)	(698)	(698)	(698)	(698)	(698)
(-/+ Utilidad (pérdida) por asociada (íntegr	(14)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
(-/+ Diferencias de cambio (íntegra)	444	368	368	368	368	368
(-/+ Otros gastos (ingresos) no operacion	-	411	411	411	411	411
(-/+ Resultado por unidades de Reajuste (57	105	105	105	105	105
Flujo de caja bruto (FCB)	16,612	28,152	29,015	29,924	30,613	30,613
Flujo de Libre Proyectado	S2_2020	2021	2022	2023	2024	2025
Flujo de caja bruto (FCB)	16,612	28,152	29,015	29,924	30,613	30,613
(-) Inversión de reposición	(4,076)	(11,682)	(12,962)	(12,584)	(12,218)	(12,218)
(-) inversión en capital físico (nueva)	(23,388)	(22,706)	(22,045)	(21,403)	-	-
(-/+ Inversión (liberación) de capital de tral	(23)	(143)	(157)	(163)	-	-
Flujo de caja Libre (FCL)	(10,875)	(6,379)	(6,149)	(4,227)	18,395	18,395
Valor terminal (WACC = 6,48%)					283,879	
Flujo de caja Libre (FCL)	(10,875)	(6,379)	(6,149)	(4,227)	302,274	
Valor presente FCL (WACC = 6,48%)	(10,538)	(5,806)	(5,256)	(3,393)	227,874	
Valor presente total	202,881					

4.6 Proyección de los flujos de caja libre

Adicionando el valor terminal proyectamos los flujos de caja libre, en donde se observa en la misma tabla anterior resultados negativos hasta el 2023 a raíz del nivel de inversiones en capital físico.

5. PRECIO DE LA ACCIÓN PROYECTADO

5.1 Valor presente de los flujos de caja libre

Desde la proyección de FCL del punto 8.6, calculamos el valor presente de los flujos de caja libre, el cual resulta en **202.881 MUF**.

5.2 Déficit (Exceso) de capital de trabajo

El Déficit/Exceso de capital de trabajo operativo se estimó como la diferencia entre el capital de trabajo observado a junio 2020 y el capital de trabajo que necesitaría la empresa a diciembre 2020.

Tabla 5-1 Exceso de capital de trabajo

Exceso (déficit) CTON (MUF)	
CTON Jun 2020	12,497
CTON Dec 2020	6,754
Exceso CTON	5,743

5.3 Activos prescindibles

Los activos prescindibles son aquellos que no son parte del negocio, que no generan resultados operacionales y cuya venta u eliminación no pone en riesgo la continuidad del negocio.

Los activos prescindibles se clasificaron como no operacionales en el punto 6.5. Análisis de los activos de la empresa, que a junio 2020 asciende a 17.918 MUF.

Tabla 5-2 Activos no operacionales

Activos No Operacionales	Jun 2020
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.806
Activos por impuestos corrientes y diferidos	7.871
Otros activos financieros y no financieros corrientes y no corrientes	2.785
Propiedad de inversión	236
Activos por derecho de uso	1.940
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	280
Total Activos prescindibles u otros (MUF)	17.918

5.4 Deuda financiera

La deuda financiera de Enel Chile fue explicitada en el punto 4.1 Deuda financiera, y asciende a 72.386 MUF a junio 2020.

5.5 Valorización económica de la empresa y del precio de la acción

Con toda la información anterior, proyectaremos el precio de la acción de Enel Chile a junio 2020. Primero calcularemos el valor de los activos de la compañía, añadiendo los activos prescindibles y el exceso de capital de trabajo al valor presente del flujo de caja libre calculado a junio 2020. Luego, calcularemos el valor del patrimonio económico al considerar la deuda financiera de Enel Chile. Finalmente, con el valor económico del patrimonio y el número de acciones, estimaremos el precio de la acción. Se ha entonces estimado un precio de acción igual a **\$63.96**, valor que es un **4.17%** superior al precio de cierre de la acción en el mercado al 30 de junio 2020 de \$61,40.

Tabla 5-3 Valoración económica

Valoración Económica al 30 Jun 2020	Valor (MUF)
Valor Presente FCL	202,881
Exceso (déficit) CTON	5,743
Activos prescindibles u otros	17,918
Valor total de activos	226,542
Deuda Financiera	(72,386)
Patrimonio económico	154,156
Número de acciones	69,166,557,219
Precio proyectado (CLP)	63.96
Precio acción real (30 Jun 2020)	61.40
Diferencia de precio en %	4.17%

5.6 Análisis de sensibilidad

De nuestro análisis de la empresa Enel Chile, creemos que los **Ingresos por Ventas de Energía** son la variable crítica de todo su negocio. Para proyectar los ingresos por ventas de energía tanto del negocio de generación como de distribución, consideramos los GWh a vender comprometidos a través de contratos y estimados por alguna entidad formal, como la CNE (Comisión Nacional de Energía). Sin embargo, conservamos los Precio Medio de Mercado al 1S 2020, precios que por lo demás son muy regulados, suponiendo además que por situación de pandemia no sufrirían incrementos.

Los precios y los GWh supuestos en nuestros resultados son los siguientes en tablas abajo, donde podemos apreciar que:

1. Para el negocio de generación dejamos estáticos los precios medio de mercado al junio 2020.
2. Para el negocio de distribución consideramos un precio promedio en los 5 años de la evaluación (2016-2020).

Tabla 5-4 Ingresos proyectados segmento generación

	INGRESOS PROYECTADOS NEGOCIO GENERACIÓN						
	S1 2020	S2 2020	Dec 2020	Dec 2021	Dec 2022	Dec 2023	Dec 2024
GWh vendidos Enel	11,189	13,242	24,431	23,576	23,933	24,832	25,273
Regulado	5,329	7,231	12,560	12,744	12,937	13,139	13,486
Libre	5,665	4,543	10,208	10,486	10,779	11,120	11,376
Mercado Spot	196	715	910	346	217	573	411
Precio Medio de Mercado [MUF/GWh]	1.7	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Clientes Regulados	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Clientes no Regulados	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Ventas de Mercado Spot	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Ventas de Energía Segmento de Generación	19,413	21,835	41,248	40,559	41,060	41,659	42,238
Regulado	8,633	11,715	20,348	20,647	20,959	20,647	21,193
Libre	10,262	8,229	18,492	18,995	19,528	19,541	19,990
Mercado Spot	517	1,891	2,408	916	573	1,470	1,055

Tabla 5-5 Ingresos proyectados segmento distribución

	INGRESOS PROYECTADOS NEGOCIO DISTRIBUCIÓN						
	S1 2020	S2 2020	Dec 2020	Dec 2021	Dec 2022	Dec 2023	Dec 2024
GWh vendidos Enel	8,204	9,580	17,783	18,510	19,290	20,128	21,028
Residenciales	2,366	2,693	5,060	5,228	5,402	5,581	5,767
Comerciales	2,402	2,439	4,841	4,786	4,732	4,679	4,626
Industriales	867	1,227	2,094	2,243	2,404	2,576	2,760
Otros Consumidores	2,568	3,220	5,789	6,252	6,752	7,292	7,876
Precio Medio de Mercado [MUF/GWh]	2.7	2.3	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Residenciales	3.9	3.3	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Comerciales	3.1	2.6	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Industriales	3.7	3.1	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
Otros Consumidores	0.9	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Ventas de Energía Segmento de Distribución	22,168	22,486	44,653	46,068	47,578	49,188	50,906
Residenciales	9,339	8,940	18,279	18,886	19,514	20,162	20,833
Comerciales	7,346	6,276	13,621	13,468	13,316	13,166	13,018
Industriales	3,167	3,808	6,975	7,474	8,008	8,581	9,195
Otros Consumidores	2,316	3,462	5,778	6,240	6,740	7,279	7,861

Sensibilizamos estos precios en el rango [-5%; +5%] obteniendo los siguientes resultados y precios de acciones:

Tabla 5-6 Sensibilización ingresos/precio acción

Variable	% Variación	Precio Acción	% Precio Acción
Precio Medio de Mercado	5%	85.50	34%
	4%	81.19	27%
	3%	76.89	20%
	2%	72.58	13%
	1%	68.27	7%
	0%	63.96	0%
	-1%	59.65	-7%
	-2%	55.34	-13%
	-3%	51.03	-20%
	-4%	46.73	-27%
	-5%	42.42	-34%

De las recomendaciones de las corredoras resumidas por El Mercurio en la ilustración siguiente, podemos ver que para 12 a 18 meses más de precio objetivo con \$83,00 como máximo, por lo que para llegar a un valor de valorización de esos niveles el precio medio de mercado manteniendo la demanda debería aumentar por sobre el 4%.

Ilustración 5-1 Recomendación de precio futuro de acciones¹²

EL MERCURIO *Inversiones* Francisco Marcet SALIR
 Atención a suscriptores

Inicio Análisis **Recomendaciones** Mercados en línea Entrevistas Columnas Reportes Revistas Indicadores

Santiago de Chile. Lun 11/01/2021 19:16 Santiago Temp Actual 28°C Cielo claro Acciones, Análisis o Noticias Buscar

Temas • Ranking Mejores Gestoras Fondos Mutuos 2020 • Covid-19 y vacunas • Cambio de mando en EE.UU. • Retiro del 10%

Recomendación de acciones

Estas recomendaciones de acciones se seleccionan desde distintas fuentes para su análisis y referencia. Si quiere tomar una decisión de inversión en una acción específica, El Mercurio Inversiones le recomienda que consulte en profundidad por los argumentos que las respaldan con su asesor o corredor de bolsa.

Últimas Recomendaciones Upgrades Downgrades Por corredora: ENELCHILE

Empresa	Nemotécnico	Corredora	Recomendación	Precio Actual	Precio objetivo	Upside/Downside Estimado	Fecha
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	BICE	Mantener	63.10	73.40 + 73.40	16.32%	31/07/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	Credicorp Capital	Mantener	63.10	74.00 + 74.00	17.27%	29/07/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	BANCHILE	Comprar	63.10	79.00	25.20%	27/06/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	SANTANDER	Comprar	63.10	80.00 + 80.00	26.78%	24/06/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	JPMorgan	Sobreponderar	63.10	82.00 + 81.00	28.37%	05/06/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	Credicorp Capital	Mantener	63.10	74.00 + 74.00	17.27%	04/06/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	BICE	Mantener	63.10	73.00 + 73.00	15.69%	29/05/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	SANTANDER	Comprar	63.10	80.00 + 80.00	26.78%	18/04/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	Credicorp Capital	Mantener	63.10	74.00 + 74.00	17.27%	09/04/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	JPMorgan	Sobreponderar	63.10	84.00 + 82.00	29.95%	29/03/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	Credicorp Capital	Comprar	63.10	77.00 + 77.00	22.03%	13/02/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	BICE	Mantener	63.10	73.00	15.69%	06/02/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	BICE	Comprar	63.10	80.00 + 80.00	26.78%	09/01/2019
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	Credicorp Capital	Comprar	63.10	77.00 + 77.00	22.03%	11/12/2018
Enel Chile S.A.	ENELCHILE	BICE	Comprar	63.10	80.00 + 80.00	26.78%	06/12/2018

¹² El Mercurio Inversiones

6. Conclusiones

El resultado mediante método de flujo de caja descontado arrojó valores de la acción por sobre el valor de mercado a la fecha determinada para esta evaluación, presentando como resultado \$63.96 para el de FCD, con una sobrevaloración respecto al valor de mercado del 4.17%, valorando la compañía en torno a las 230.000 MUF. Atribuimos el resultado a la baja de precios del mercado chileno provocada por la crisis social de fines del 2019 y por el efecto de la pandemia Covid-19 iniciado a principios del 2020.

Dentro de las principales problemáticas encontradas tenemos que destacar que el año 2019 y especialmente el 2020 fueron especiales dado que hubo un impacto negativo importante en su resultado neto proveniente de pérdidas por deterioro relacionadas con centrales térmicas que salieron de operación en el marco del plan de descarbonización de la compañía, situación que debió ser aislada en algunos análisis dada la puntualidad del hecho. Además, Enel cuenta con dos negocios claramente definidos que son la generación y distribución eléctrica, con empresas en el mercado chileno que se dedican solo a uno de los dos, por lo que el análisis debe separar necesariamente ambas líneas de negocio tanto en las proyecciones como en las comparaciones.

Por otro lado, se observa en el análisis de sensibilización que un porcentaje de variación de precios de los servicios que presta tanto en el negocio de generación como de distribución impacta fuertemente el precio de la acción estimado, lo que lleva a seguir muy de cerca a los inversionistas la variación y regulación legal de esta variable.

ANEXOS

Anexo 1: Terminologías de la Industria Eléctrica

Ventas por Generación de Energía¹³:

Los generadores enfrentan demandas que provienen de contratos o desde el mercado spot. Los contratos pueden provenir desde clientes regulados o no regulados:



Fuente: Creación propia.

1. **Cientes Regulados:** Clientes cuya potencia conectada es inferior a 500 kW. Los precios de los clientes regulados se fijan mediante los decretos de precio de nudo que emite la CNE. Dado que son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y, por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios.
2. **Cientes no Regulados:** Aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cuál régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años. Para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios,

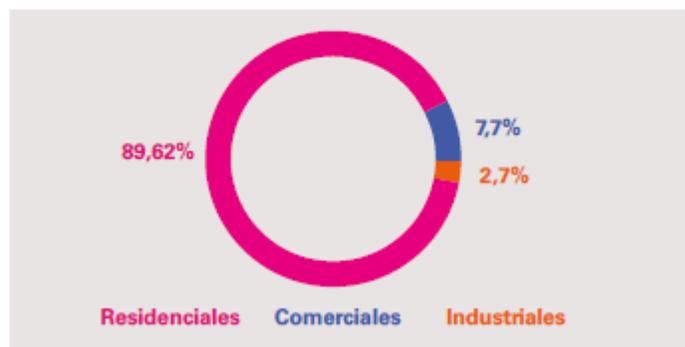
¹³ <http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/>

suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

3. **Ventas Mercado Spot:** Mercado que se deriva del sometimiento a los planes de operación coordinada de centrales generadoras por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). En este sistema de despacho centralizado, el generador debe vender o comprar energía al precio spot. El CDEC despacha las unidades generadoras por orden de mérito¹⁴ de los costos variables de operación de dichas unidades, y los precios se basan en el costo marginal (CMg) de corto plazo del sistema eléctrico. El precio del mercado spot para un período dado, corresponde al costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda.

Ventas por Distribución de Energía:

Clientes de Enel Distribución Chile



Fuente: Informe Sostenibilidad 2019 Enel Distribución Chile

¹⁴ Orden de mérito, quiere decir orden creciente de costos, el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado.

1. **Residenciales:** Clientes abastecidos por una empresa de distribución. La distribuidora les traspasa el precio de nudo (precio al que compró la energía) y adiciona el VAD (cargo que cubre los servicios de distribución).
2. **Comerciales:** Clientes de pequeñas, medianas o grandes empresas cuyo RUT tiene giro de servicios o comercial.
3. **Industriales:** Empresas del giro industrial se dedican a crear productos a partir del procesamiento de materias primas (extraídas del medio natural). Empresas agropecuarias, extractivas o manufactureras.

Anexo 2: Principales indicadores financieros y de operación¹⁵

Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)(1)

	2013 ¹	2014 ¹	2015 ¹	2016 (5)	2017	2018	2019
Activo total				5.398.711	5.694.773	7.488.020	7.857.988
Pasivo exigible total				1.935.717	1.907.811	3.813.856	4.110.704
Ingresos de explotación				2.136.041	2.522.978	2.457.161	2.770.834
EBITDA				627.547	739.252	891.355	1.053.492
Resultado neto(2)				317.561	349.383	361.709	296.154
Índice de liquidez				1,13	1,29	0,82	0,98
Coefficiente de endeudamiento(3)				0,56	0,50	1,04	1,10

Al 31 de diciembre de cada año

Negocio de generación	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Número de trabajadores	1.141	1.261	995	883	848	930	924
Número de unidades generadoras	105	111	111	111	111	130	129
Capacidad instalada bruta (MW)	5.571	6.351	6.351	6.351	6.351	7.463	7.303
Energía eléctrica generada (GWh)	19.432	18.063	18.294	17.564	17.073	20.046	21.041
Ventas de energía (GWh)	20.406	21.157	23.558	23.689	23.356	24.369	23.513

Al 31 de diciembre de cada año

Negocio de distribución	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas de energía (GWh)(4)	15.152	15.690	15.893	15.924	16.438	16.782	17.107
Número de clientes	1.693.947	1.737.322	1.780.780	1.825.519	1.882.394	1.924.984	1.972.216
Pérdidas de energía	5,30%	5,32%	5,31%	5,33%	5,10%	5,02%	4,99%
Número de trabajadores	745	690	686	690	669	681	743
Clientes / trabajadores	2.274	2.518	2.596	2.653	2.814	2.827	2.654

(1) Cifras contables disponibles a partir de la creación de la compañía (1 de marzo de 2016), y de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la SVS (hoy Comisión para el Mercado Financiero o "CMF").

(2) Corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.

(3) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.

(4) Por cambios de criterio, no se incluye consumos no facturables (CNF) para los años 2014 y 2015.

(5) Solo diez meses desde su creación (1 de marzo de 2016).

¹⁵ <https://www.enel.cl/es/inversionistas/inversionistas-enel-chile/reportes/memorias.html>

Anexo 3: CNE previsión de demanda total Jun 2020

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema¹

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2020	41.056	29.466	70.522	-	-	-
2021	42.174	29.899	72.073	2,72%	1,47%	2,20%
2022	43.356	30.351	73.707	2,80%	1,51%	2,27%
2023	44.727	30.825	75.551	3,16%	1,56%	2,50%
2024	45.754	31.638	77.393	2,30%	2,64%	2,44%
2025	46.748	32.458	79.206	2,17%	2,59%	2,34%
2026	47.817	33.331	81.148	2,29%	2,69%	2,45%
2027	48.782	34.120	82.903	2,02%	2,37%	2,16%
2028	50.008	34.976	84.983	2,51%	2,51%	2,51%
2029	51.212	35.836	87.048	2,41%	2,46%	2,43%
2030	52.192	36.631	88.823	1,91%	2,22%	2,04%

¹ Diferencias en la suma de la energía del sistema y de los porcentajes anuales se deben a aproximaciones de redondeo.

La demanda de energía es creciente en el tiempo, los costos marginales por otro lado son altamente volátiles, dependen mucho de la operación de generadores hidroeléctricos ante incertidumbre hidrológica.

Es común que se produzcan desbalances entre las inyecciones que realizan los generadores y la energía que retiran del sistema para cumplir sus compromisos contractuales. Estos desbalances producen flujos monetarios entre los distintos generadores de acuerdo a su condición excedentaria/deficitaria.

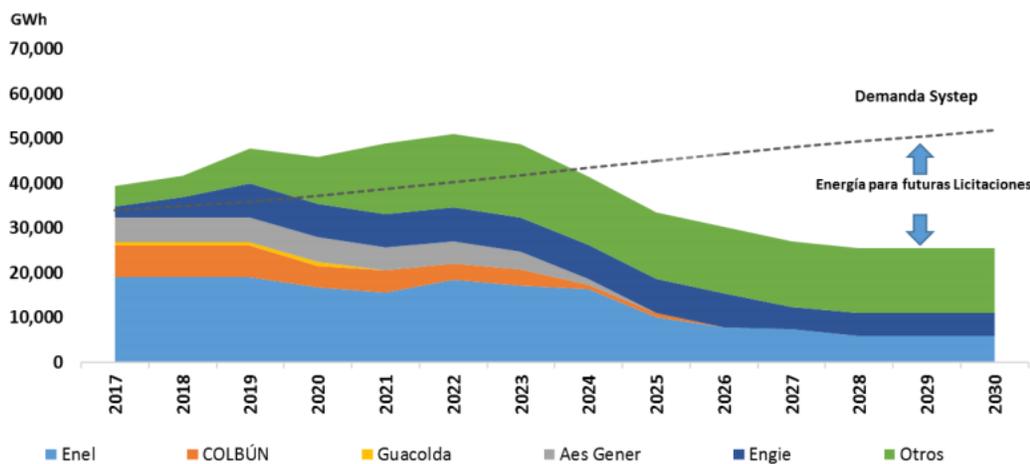
- **Generadores excedentarios:** Son aquellos que generan más energía que la que retiran para sus clientes. Estos generadores cubren sus contratos, y venden sus excedentes en el mercado spot a otros generadores deficitarios.

- **Generadores deficitarios:** Son aquellos que generan menos energía que la que deben retirar para cumplir con sus contratos de suministro. Estos generadores deben salir a comprar al mercado spot, a los generadores excedentarios.

El peor escenario para un generador corresponde entonces a una situación en que por algún motivo éste no sea despachado (por razones económicas o fallas) y deba salir a comprar al mercado spot a un precio mayor que el de su contrato de suministro. Si esta situación se mantiene en el tiempo, podría incluso llevar a un generador a cesación de pagos, y a la autoridad regulatoria a tomar medidas excepcionales para mantener continuidad de pago en el sector generación.

Ilustración 1: Capacidad por Tensión Nominal Proyección de Demanda¹⁶

Energía contratada para clientes regulados por empresa generadora y proyección de demanda de SysteP



¹⁶ <http://www.systeP.cl/documents/SysteP-%20APEMEC%20Junio%202017>

Anexo 4: Plusvalías de Enel Chile

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

- En 1996, Enel Distribución Chile S.A adquirió el 100 % de la sociedad Enel Colina S.A. 2. En 2000, Enel Américas S.A. adquirió un 25,4% adicional de participación en Enel Distribución Chile S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.
- En 1999, Enel Américas S.A. adquirió un 35% adicional de Enel Generación Chile S.A. alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora.
- En 2001, Enel Green Power Chile S.A. adquirió derechos sociales sobre las compañías Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Empresa Eléctrica Puyehue S.A., la cual posteriormente se fusionó con Panguipulli, siendo esta última la continuadora legal.
- En 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A.
- En 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A.
- En 2005, Enel Generación Chile S.A. compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios).
- En 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- En 2013, Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- En 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

- En 2013, Enel Green Power Chile S.A. adquirió derechos sociales de Parque Eólico Talinay Oriente S.A.
- En 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Gas Atacama Chile S.A.
- En 2016 Celta fue fusionada con GasAtacama Chile S.A, siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- En 2019 Gas Atacama Chile S.A. fue fusionada con Enel Generación Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.