

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE
al 30 de junio de 2022
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 1,7% (+ 34.259 clientes), alcanzando 2.057.092 clientes al 30 de junio de 2022, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 29.964 y 1.777 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 52.814 millones, lo que representa un aumento de 3,34% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 7.028 GWh a junio de 2022, aumentando en 6,2% (+412 GWh) respecto a junio de 2021.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 16,2% alcanzando Ch\$ 625.507 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía totalizaron Ch\$ 499.956 millones, aumentando en un 15,1% respecto el 2021, debido principalmente a un mayor precio de compra y mayor compra física (+ 357 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 10.670 millones, principalmente por menor reconocimiento de bonos no recurrentes por acuerdos de negociación colectiva efectuados en 2021, y menor gasto asociado a programa de retiro voluntario.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación disminuyeron en Ch\$ 3.305 millones, como consecuencia de menores costos de Operación y mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 186,1% a junio de 2022, totalizando Ch\$ 45.851 millones.

- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumentó desde Ch\$ 1.134 millones en junio de 2021 a Ch\$ 14.323 millones en junio de 2022, principalmente por un mayor resultado operacional de Ch\$29.825 millones y una mayor utilidad de impuesto a las ganancias por Ch\$4.402 millones. Lo anterior compensado por una mayor depreciación y amortización Ch\$ 5.198 millones, por mayores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 5.141 millones y por un menor resultado financiero Ch\$ 10.698 millones.

RESUMEN FINANCIERO

- La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha.
- La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se muestra a continuación:
 - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 35,7 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas (en adelante “Ley de Estabilización Tarifaria”). Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350 hasta el 2023. Dicho límite fue alcanzado en febrero de 2022. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

El 21 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N°21.194 (“Ley Corta de Distribución”) que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD (Valor Agregado de Distribución) realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual, antes de impuestos, a 6% real anual, después de impuesto, a ser aplicada a partir del nuevo ciclo tarifario que comenzó el 4 de noviembre de 2020. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras no debe diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. El proceso de fijación de tarifas para el ciclo 2020-2024 se encuentra actualmente en desarrollo. La nueva tarifa tendrá efectos retroactivos a noviembre 2020.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N°4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con fecha 1 de enero de 2021 se perfeccionó la división de Enel Distribución Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva compañía denominada Enel Transmisión Chile S.A., a la que se le asignaron las participaciones societarias en la subsidiaria Empresa de Transmisión

Chena S.A y los activos y pasivos asociados al segmento de transmisión de energía eléctrica.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A.

Enel Distribución Chile, es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, bajo una concesión indefinida otorgada por el Gobierno de Chile, transmitiendo y distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen la zona de concesión de nuestra subsidiaria Enel Colina S.A. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

A continuación, el cuadro resume la información física en términos acumulados trimestral, al 30 de junio de 2022 y 2021:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			jun-22	jun-21
	jun-22	jun-21	Var %	2T2022	2T2021	Var %		
Total Ventas (GWh)	7.028	6.617	6,2%	3.611	3.318	8,8%	5,26	5,00
(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes								
Otra información	jun-22	jun-21	Var %					
Clientes	2.057.092	2.022.833	1,7%					
Clientes/Empleados	3.603	3.476	3,7%					

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2022



El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados al 30 de junio de 2022 y 2021:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-22	jun-21	Variación	Var %	2T2022	2T2021	Variación	Var %
Venta de Energía	601.901	511.980	89.921	17,6%	326.161	269.932	56.229	20,8%
Residenciales	333.546	273.389	60.157	22,0%	178.174	148.430	29.744	20,0%
Comerciales	161.501	141.885	19.616	13,8%	86.174	72.860	13.314	18,3%
Industriales	53.902	49.289	4.613	9,4%	32.992	24.418	8.574	35,1%
Otros Consumidores(*)	52.952	47.417	5.535	11,7%	28.821	24.224	4.597	19,0%
Otras Ventas	4.873	3.177	1.696	53,4%	4.234	2.346	1.888	80,5%
Ventas de productos y servicios	4.873	3.177	1.696	53,4%	4.234	2.346	1.888	80,5%
Otras Prestaciones de Servicios	16.708	19.405	(2.697)	(13,9%)	8.227	10.258	(2.031)	(19,8%)
Servicio de construcción de empalme	8.648	10.427	(1.779)	(17,1%)	6.798	6.454	344	5,3%
Arriendo equipos de medida	1.523	1.671	(148)	(8,9%)	761	834	(73)	(8,8%)
Instalaciones específicas y redes	5.368	3.927	1.441	36,7%	2.693	2.580	113	4,4%
Alumbrado público	568	2.626	(2.058)	(78,4%)	(909)	1.096	(2.005)	(182,9%)
Otras prestaciones	601	754	(153)	(20,3%)	(1.116)	(706)	(410)	58,1%
Total Ingresos de actividades ordinarias	623.482	534.562	88.920	16,6%	338.622	282.536	56.086	
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	-	1.370	(1.370)	(100,0%)	(541)	1.115	(1.656)	(148,5%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	60	242	(182)	(75,2%)	14	117	(103)	(88,0%)
Recuperación deuda castigada	134	21	113	538,1%	86	14	72	514,3%
Ingreso por multas a proveedores	829	56	773	1380,4%	742	43	699	1625,6%
Otros Ingresos	1.002	2.204	(1.202)	-	544	2.204	(1.660)	(75,3%)
Total Otros ingresos por naturaleza	2.025	3.893	(1.868)	(48,0%)	845	3.493	(2.648)	(75,8%)

(*) Incluye peajes de clientes libres, por contratos de energía no suministrados por Enel Distribución Chile

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2022



A Continuación, se presenta la información comparativa de la venta de energía de Enel Distribución Chile S.A. y su subsidiaria, en términos acumulados al 30 de junio de 2022 y 2021:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	jun-22	jun-21	Var %	jun-22	jun-21	Var %	jun-22	jun-21	Var %
Residencial	1.844.063	1.814.099	1,7%	333.546	373.389	(10,7%)	3.064	2.499	22,6%
Comercial	156.167	154.390	1,2%	161.501	132.764	21,7%	976	1.140	(14,4%)
Industrial	11.959	12.425	(3,8%)	53.902	46.120	16,9%	109	372	(70,7%)
Otros	43.243	40.449	6,9%	39.906	47.417	(15,8%)	384	509	(24,6%)
Peaje	1.660	1.470	12,9%	13.046	12.290	6,2%	2.495	2.097	19,0%
Total	2.057.092	2.022.833	1,7%	601.901	611.980	(19,6%)	7.028	6.617	6,2%

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimacion de Demanda

Mercado	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	2T2022	2T2021	Var %	2T2022	2T2021	Var %	2T2022	2T2021	Var %
Residencial	10.279	7.280	41,2%	178.174	248.430	(28,3%)	1.663	1.278	30,1%
Comercial	526	272	93,4%	86.174	63.739	35,2%	478	572	(16,4%)
Industrial	(86)	62	(238,7%)	32.992	21.249	55,3%	32	212	(84,9%)
Otros	461	170	171,2%	21.655	30.813	0,0%	214	265	(19,3%)
Peaje	31	34	(8,8%)	7.166	5.701	25,7%	1.224	991	23,5%
Total	11.211	7.818	43,4%	326.161	369.932	(11,8%)	3.611	3.318	8,8%

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimacion de Demanda

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de junio de 2022 fue una utilidad de Ch\$ 14.323 millones, comparado con los Ch\$ 1.134 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2022



A continuación, se presenta la información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados al 30 de junio de 2022 y 2021:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-22	jun-21	Variación	Var %	2T2022	2T2021	Variación	Var %
Ingresos	625.507	538.456	87.051	16,2%	339.468	286.030	53.438	18,7%
Ingresos ordinarios	623.482	534.562	88.920	16,6%	338.622	282.536	56.086	19,9%
Otros ingresos de explotación	2.025	3.894	(1.869)	(48,0%)	845	3.494	(2.649)	(75,8%)
Aprovisionamientos y Servicios	(537.357)	(466.251)	(71.106)	15,3%	(292.822)	(252.781)	(40.041)	15,8%
Compras de energía	(499.956)	(434.304)	(65.652)	15,1%	(273.134)	(235.862)	(37.272)	15,8%
Gastos de transporte	(23.458)	(20.026)	(3.432)	17,1%	(12.126)	(8.615)	(3.511)	40,8%
Otros aprovisionamientos y servicios	(13.943)	(11.921)	(2.022)	17,0%	(7.562)	(8.304)	742	(8,9%)
Margen de Contribución	88.150	72.205	15.945	22,1%	46.645	33.249	13.396	40,3%
Trabajos para el inmovilizado	5.743	5.838	(95)	(1,6%)	3.148	3.967	(820)	(20,7%)
Gastos de personal	(16.733)	(27.403)	10.670	(38,9%)	(8.447)	(15.314)	6.867	(44,8%)
Otros gastos por naturaleza	(31.309)	(34.614)	3.305	(9,6%)	(15.637)	(16.100)	463	(2,9%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	45.851	16.026	29.825	186,1%	25.708	5.802	19.907	343,1%
Depreciación y amortización	(22.649)	(17.451)	(5.198)	29,8%	(11.977)	(8.858)	(3.119)	35,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(12.877)	(7.736)	(5.141)	66,5%	(8.039)	(3.537)	(4.502)	127,3%
Resultado de Explotación (EBIT)	10.325	(9.161)	19.486	(212,7%)	5.692	(6.594)	12.286	(186,3%)
Resultado Financiero	(6.317)	4.381	(10.698)	(244,2%)	(7.612)	1.471	(9.083)	(617,5%)
Ingresos financieros	10.489	9.348	1.141	12,2%	5.264	5.365	(101)	(1,9%)
Gastos financieros	(15.629)	(7.145)	(8.484)	118,7%	(8.576)	(4.069)	(4.507)	110,8%
Resultados por unidades de reajuste	2.490	228	2.262	992,1%	1.883	41	1.841	4443,2%
Diferencia de cambio	(3.667)	1.950	(5.617)	(288,1%)	(6.183)	134	(6.317)	(4705,4%)
Otros Resultados distintos de la Operación	-	-	-	-	-	0	(0)	-
Sociedades contabilizadas por método de participación	-	-	-	-	-	0	(0)	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	4.008	(4.780)	8.788	(183,9%)	(1.921)	(5.123)	3.202	(62,5%)
Impuesto sobre sociedades	10.315	5.914	4.402	74,4%	8.052	3.726	4.325	116,1%
Resultado del Periodo	14.323	1.134	13.190	1163,5%	6.131	(1.396)	7.527	(539,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	14.323	1.134	13.189	1162,9%	6.131	(1.396)	7.527	(539,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad por acción \$ (*)	12,45	0,99	11,46	1162,9%	5,33	(1,21)	6,54	(539,1%)

RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)

El **EBITDA** consolidado ascendió a Ch\$ 45.851 millones al 30 de junio de 2022, lo que representa un aumento del 186,1% respecto del mismo periodo del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 16.026 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 625.507 millones**, mostrando un aumento de Ch\$ 87.051 millones, equivalente a un aumento del 16,2% que se explica principalmente por:

- **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 89.921 millones**, debido principalmente a: (i) un aumento del precio medio de venta por Ch\$ 54.641 millones, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio; y (ii) una mayor venta física de energía (+412 GWh), fundamentalmente por el aumento de demanda en el segmento residencial, por Ch\$ 35.280 millones.
- **Mayores ingresos en otras ventas por Ch\$ 1.695 millones**, explicado fundamentalmente por mayores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.

Lo anterior, fue compensado por:

- **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 2.696 millones**, fundamentalmente por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por Ch\$ 3.836 millones, compensado por mayores ingresos en instalaciones específicas y redes por Ch\$ 1.441 millones.
- **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 1.869 millones**, explicado principalmente por: (i) menores ingresos por sanciones a clientes (por consumos no registrados) por Ch\$ 1.370 millones, y (ii) menores otros ingresos por revocación multa SEC por Ch\$ 1.852 millones, compensado parcialmente por (iii) el aumento de multas a proveedores por Ch\$ 773 millones y (iv) por el aumento en compensación por daños y similares por Ch\$ 356 millones.

Los Ingresos de Explotación del **2T 2022** fueron de Ch\$ 339.468 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 53.438 millones, equivalente a un 18,7% de aumento, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por:

- **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 56.230 millones**, debido principalmente a: (i) un aumento en el precio medio de venta, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio por Ch\$29.687 millones, y (ii) mayor venta física de energía (+294 GWh) por Ch\$ 26.543 millones.
- **Menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 2.649 millones**, explicado fundamentalmente por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 537.357 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 71.106 millones, equivalente a un aumento del 15,3% respecto al período anterior, que se explica por:

- **Mayores compras de energía** por Ch\$ 65.652 millones, debido a una mayor compra física en el periodo (+357 GWh), debido principalmente a un mayor precio medio de compra por Ch\$ 46.423 millones, y a un efecto volumen por Ch\$ 19.228 millones.
- **Mayores gastos de transporte** por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 3.432 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión.
- **Mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 2.023 millones**, explicado principalmente por mayor reconocimiento de multas SEC por Ch\$ 3.227 millones, compensado por menores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 1.108 millones.

Durante el **2T 2022**, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 292.822 millones, aumentando en Ch\$ 40.041 millones respecto al 2T 2021. Esta variación se explica principalmente por i) una mayor compra física (+209 GWh) por Ch\$ 37.272 millones, explicado principalmente a un mayor precio medio de compra por Ch\$ 21.994 millones, y a un efecto volumen por Ch\$ 15.278 millones, y ii) mayores gastos de transporte por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 3.511 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$10.990 millones al 30 de junio de 2022, lo que representa una disminución de Ch\$ 10.575 millones respecto de junio de 2021, como consecuencia de: (i) Menores gastos incurridos en pago por bono no recurrente de acuerdo de negociación colectiva por Ch\$ 3.895 millones, (ii) una menor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 95 millones, (iii) menor gasto por programa de retiro voluntario por Ch\$ 6.815 millones, lo anterior compensado por (iv) mayores otros costos recurrentes por Ch\$ 40 millones, relacionados con bonos anuales y reajustes de IPC de remuneraciones, uso de vacaciones, salud y calidad de vida, entre otros.

En lo que respecta al **2T 2022**, los gastos de personal disminuyeron en Ch\$ 6.048 millones, explicado principalmente por: (i) mayor gasto incurrido por programa de retiro voluntario por M\$ 6.815 millones, compensado por una menor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 820 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 31.309 millones al 30 de junio de 2022, lo que representa una disminución de Ch\$ 3.305 millones respecto al periodo anterior, explicado por menores costos por operación y mantenimiento por Ch\$ 3.305 millones, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores) y a servicios de mantenimiento y reparación.

Con relación al **2T 2022**, no se observan variaciones importantes, explicado por menores servicios de reparación y mantenimiento por Ch\$ 463 millones.

Depreciación, Amortización y Deterioro:

La depreciación, amortización y deterioro presentaron un aumento de Ch\$ 10.339 millones respecto del mismo periodo de 2021, explicado principalmente por (i) mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 3.411 millones, (ii) mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y el traspaso a explotación por Ch\$ 2.026 millones, y (iii) aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) Ch\$ 5.141 millones, debido al aumento de la pérdida crediticia esperada de cuentas por cobrar, principalmente asociadas a clientes del segmento de administración pública y a grandes clientes por servicios no energía, todos ellos con planes de acción de recuperación en curso, compensado por (iv) menor amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 239 millones.

Respecto al **2T 2022**, la depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 20.016 millones, presentando un aumento de Ch\$ 7.621 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por: (i) mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y financieras por Ch\$ 4.502 millones, debido fundamentalmente

a una mayor deuda de clientes; y (ii) mayor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 2.575 millones, principalmente por efecto de nuevas adiciones del periodo.

Resultado No Operacional:

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados al 30 de junio de 2022 y 2021:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-22	jun-21	Variación	%	2T2022	2T2021	Variación	%
Ingresos Financieros	10.489	9.348	1.141	12,2%	5.264	5.365	(101)	(1,9%)
Gastos Financieros	(15.629)	(7.145)	(8.484)	118,7%	(8.576)	(4.069)	(4.507)	110,8%
Diferencias de Cambio	(3.667)	1.950	(5.617)	(288,1%)	(6.183)	134	(6.317)	(4705,4%)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.490	228	2.262	992,1%	1.883	41	1.841	4443,2%
Total Resultado Financiero	(6.317)	4.381	(10.698)	(244,2%)	(7.612)	1.471	(9.083)	(617,5%)
Resultado Antes de Impuesto	4.008	(4.780)	8.788	(183,9%)	(1.921)	(5.123)	3.202	(62,5%)
Impuesto sobre Sociedades	10.315	5.914	4.402	74,4%	8.052	3.726	4.325	116,1%
Resultado del Año	14.323	1.134	13.190	1163,5%	6.131	(1.396)	7.527	(539,1%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>14.323</i>	<i>1.134</i>	<i>13.189</i>	<i>1162,9%</i>	<i>6.131</i>	<i>(1.396)</i>	<i>7.527</i>	<i>(539,1%)</i>
Atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-

Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 10.698 millones con respecto al periodo anterior, que se explica fundamentalmente por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 1.141 millones, que se explican por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 2.011 millones, por un mayor rendimiento financiero por operaciones con bancos por Ch\$ 676 millones, compensado por menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.546 millones.

Durante el 2T de 2022, los ingresos financieros disminuyeron en Ch\$ 101 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicado por menores ingresos financieros producto la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.803 millones, compensado por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 1.514 millones y por un mayor rendimiento financiero por operaciones con bancos por Ch\$ 188 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 8.484 millones, principalmente explicados por (i) mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 7.869 millones, (ii) por mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 1.754 millones, (iii) por mayores

gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 407 millones; compensado por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.546 millones.

Durante el 2T de 2022 los gastos financieros aumentaron en Ch\$ 4.507 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente explicados por (i) mayores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 4.582 millones, (ii) por mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 1.173 millones, (iii) por mayores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 555 millones; compensado por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.803 millones.

Mayor resultado utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 2.262 millones, explicado principalmente por un mayor reajuste por activos en leasing y activos por impuestos.

Durante el 2T de 2022 hubo un mayor resultado utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 1.841 millones, explicado principalmente por un mayor reajuste por activos en leasing y activos por impuestos.

Mayor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 5.617 millones, explicado principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 3.206 millones, por una mayor diferencia de cambio negativa generada en las cuentas comerciales por Ch\$ 1.673 millones y por una mayor diferencia de cambio negativa generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 737 millones.

Durante el 2T de 2022 hubo una mayor pérdida por la diferencia de cambio por Ch\$ 6.317 millones respecto a igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa generada en las cuentas comerciales por Ch\$ 5.494 millones, por una mayor diferencia de cambio negativa del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 1.600 millones, compensado por una mayor diferencia de cambio negativa generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 843 millones.

La Compañía registró durante el 2T de 2022 una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 54.958 millones, por la dolarización de las cuentas por cobrar y por pagar, estos efectos se neutralizan en resultado (principio de passthrough).

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 10.315 millones (utilidad) a junio de 2022, lo que representa una mayor utilidad por impuesto de Ch\$ 4.402 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por una mayor utilidad por impuesto de Ch\$ 8.254 millones por efectos de corrección monetaria, la que se compensa con un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 2.373 millones correspondiente a mejores resultados de la compañía.

Con respecto al segundo trimestre del 2022 el Impuesto a las Ganancias sobre las Sociedades ascendió a Ch\$ 8.052 millones (utilidad), lo que representa una mayor utilidad de Ch\$ 4.325 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto en resultados por Ch\$ 6.166 millones asociado a corrección monetaria

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	jun-22	dic-21	Variación	Var %
Activos Corrientes	518.122	355.550	162.571	45,7%
Activos No Corrientes	1.364.098	1.276.352	87.746	6,9%
Total Activos	1.882.220	1.631.903	250.317	15,3%

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 30 de junio de 2022, **aumentaron en Ch\$ 250.317 millones**, correspondiente a un 15,3%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2021, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de Ch\$ 162.571 millones al 30 de junio de 2022 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 31.448 millones**, que se explica principalmente por un mayor saldo en bancos por Ch\$ 31.447 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 138.354 millones**, principalmente por una mayor provisión de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 96.546 millones, una mayor facturación de energía en el periodo por Ch\$ 62.246 millones, una mayor factorización de la deuda de clientes de energía por Ch\$ 10.607 millones, así como otras prestaciones de servicios por Ch\$ 4.691 millones y un aumento en los anticipos

pagados a proveedores por Ch\$ 762; lo anterior compensado con una mayor recaudación por servicios de empalmes por Ch\$ 22.251 millones, un incremento en la estimación de deudores incobrables por Ch\$ 12.734, y una disminución por pagos de bonos de cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 1.513 millones.

- **Aumento de otros activos financieros corrientes por Ch\$ 4.000 millones**, que se explica por mayores forwards de cobertura por Ch\$ 3.994 millones.
- **Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 1.387 millones**, que se explica principalmente por (i) disminución por devolución de impuestos (IVA) por Ch\$ 1.081 millones y (ii) disminución de gastos anticipados de seguros por Ch\$ 146 millones.
- **Disminución de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 3.173 millones**, explicado por el aumento de impuestos por recuperar de años anteriores.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 7.446 millones**, que se explica principalmente por disminución de (i) cuentas por cobrar por caja centralizada y otros servicios a Enel Chile por Ch\$ 1.705 millones, (ii) cuentas por cobrar a Enel Transmisión Chile S.A. por otros servicios por Ch\$ 5.303 millones y (iii) cuentas a cobrar por otros servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 553 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 87.746 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2021, alcanzando los Ch\$ 1.364.098 millones al 30 de junio de 2022. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 43.756 millones**, que se explica, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según la Ley N°21.185 del ministerio de Energía, por Ch\$ 47.366 millones, compensado por la disminución de deudores por Leasing de largo plazo por Ch\$ 3.333 millones y disminución de otras cuentas por cobrar por Ch\$ 275 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 32.984 millones**, que corresponde principalmente a nuevas inversiones del período por Ch\$ 43.313 millones y aumento de inventario de materiales y repuestos para activo fijo por Ch\$ 7.036 millones, parcialmente compensado por la depreciación del período por Ch\$ 16.582 millones.
- **Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 4.481 millones**, que corresponde principalmente a un incremento de inversiones del período por Ch\$ 9.501 millones, lo que se compensa por la mayor amortización del período por Ch\$ 5.750 millones.

- **Aumento de Activos por Impuestos Diferidos Ch\$ 7.099 millones**, que corresponde principalmente a un efecto positivo generado por depreciación de activo fijo por Ch\$ 11.866 millones y de otros impuestos diferidos por Ch\$ 2.878 millones, que se compensa parcialmente por un efecto negativo de provisiones por Ch\$ 7.357 millones.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	jun-22	dic-21	Variación	Var %
Pasivo Corriente	652.437	597.096	55.342	9,3%
Pasivo No corriente	535.850	355.313	180.537	50,8%
Patrimonio Total	693.932	679.494	14.439	2,1%
Atribuible a los propietarios de la controladora	693.932	679.494	14.439	2,1%
Participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
Total Patrimonio y Pasivos	1.882.220	1.631.903	250.317	15,3%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 30 de junio de 2022, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 250.317 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2021, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 55.342 millones**, que se compone de las variaciones de los principales rubros que lo conforman, las cuales se explican a continuación:

- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 33.184 millones**, que se explica principalmente por mayores cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 33.017 millones y mayores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 9.828 millones. Lo anterior compensado parcialmente por menores cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 7.517 millones y menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 357 millones.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 20.296 millones**, que explica principalmente por (i) mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por concepto de compras de energía por Ch\$ 38.439 millones, (ii) mayores obligaciones con Enel Global Infrastructure and Network por servicios técnicos e informáticos por Ch\$ 7.608 millones, (iii) aumento de préstamo estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 3.560 millones, (iv) mayores obligaciones con Enel Global Services por servicios técnicos e informáticos por Ch\$ 1.652 millones, (v) mayores obligaciones por peajes y otros servicios con Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 1.331 millones, compensado por (vi) menores obligaciones con Enel Chile S.A. producto de un menor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada por Ch\$ 27.918 millones y menores dividendos por pagar por Ch\$ 4.955 millones.

- **Aumento de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 2.956 millones**, se explica principalmente por mayores obligaciones de impuestos por Ch\$ 1.943 millones y aumento de obligaciones por trabajos en construcción de empalmes y traslado de redes por Ch\$ 1.013 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 180.537 millones** al 31 de marzo de 2022, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 26.260 millones**, explicado por aumento de cuentas por pagar por compras de energía, por efecto de la aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria en el segmento de Distribución.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 155.105 millones**, que corresponde a un aumento préstamo con la matriz Enel Chile S.A. por Ch\$ 134.000 millones, cuenta por pagar por compra de energía con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 20.676 millones y cuenta por pagar por compra de energía con Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 429 millones.
- **Aumento de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 1.429 millones**, se explica por aumento de provisiones de litigios por Ch\$ 2.027 millones, compensado por una disminución de provisiones por planes de reestructuración por Ch\$ 598 millones.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 2.171 millones**, se explica por menores obligaciones por beneficios post-jubilatorios.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 693.932 millones al 30 de junio de 2022

- **El patrimonio neto aumento en Ch\$ 14.439 millones respecto de diciembre de 2021** y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 11.769 millones y por el aumento de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 2.670 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	jun-22	dic-21	jun-21	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,79	0,60		0,19	31,7%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,79	0,59		0,20	33,9%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(134.316)	(241.545)		107.229	(44,4%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,71	1,40		0,31	22,1%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	55,0%	63,0%		(8,0%)	(12,7%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	45,0%	37,0%		8,0%	21,6%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,73	2,52		0,21	8,3%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	1,65%		-2,0%	3,7%	182,5%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	4,3%		5,4%	(1,1%)	(19,5%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	1,7%		2,8%	(1,1%)	(39,3%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.

(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.

(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.

(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de Junio y

(ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período por 12 meses móviles al 30 de junio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

La **liquidez corriente** al 30 de junio de 2022 alcanzó 0,79 veces, presentando un aumento de 31,7 % respecto a diciembre de 2021. Este aumento está explicado fundamentalmente por el aumento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, por el aumento del efectivo y equivalentes al efectivo, y por un aumento de cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

La **razón ácida** al 30 de junio de 2022, alcanzo 0,79 veces, presentando un aumento de 33,9% con respecto al 31 de diciembre de 2021, también explicado principalmente por el aumento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, por aumento del efectivo y equivalentes al efectivo, y por el aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

El **capital de trabajo** negativo al 30 de junio de 2022 fue de menos Ch\$ 134.316 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 107.229 millones respecto a diciembre de 2021, lo que es explicado fundamentalmente por el incremento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, por el aumento del efectivo y equivalentes al efectivo por un total de Ch\$ 169.802 millones, lo anterior compensado parcialmente por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 53.479 millones.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,71 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile S.A. tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,71 veces para el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2022, versus el 1,40 veces al 31 de diciembre de 2021. Esto muestra una situación de empeoramiento de la situación de endeudamiento, lo que es explicado principalmente por el aumento neto de cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes.

La **cobertura de costos financieros** a junio de 2022 fue de 2,73 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. Este indicador respecto de diciembre de 2021 muestra un aumento por mejores resultados de explotación y debido a una importante disminución de los costos financieros a junio de 2022.

El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación aumento en un 182,5% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un aumento de un 3,7% al 31 de junio de 2022 respecto a junio de 2021, debido principalmente por aumento del margen de contribución y una disminución de los costos de personal.

La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 4,3% por el período terminado al 30 de junio de 2022, lo que representa una disminución de un 1,1% respecto del mismo período del año anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 1,7% por el período terminado al 30 de junio de 2022, lo que representa una disminución de un 39,3% respecto del ejercicio anterior fundamentalmente por menores resultados anualizados a junio de 2022.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Distribución Chile S.A. generó un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 33.703 millones por el período terminado al 30 de junio de 2022, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 36.149 millones con respecto a junio de 2021.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	jun-22	jun-21	Variación	Var %
Flujo de Operación	(22.990)	50.956	(73.946)	(145,1%)
Flujo de Inversión	(34.529)	(39.911)	5.382	(13,5%)
Flujo de Financiamiento	91.222	(13.491)	104.713	(776,2%)
Flujo neto del período	33.703	(2.446)	36.149	(1477,9%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación presentan un monto negativo por Ch\$ 22.990 millones, por el periodo de seis meses terminados al 30 de junio de 2022, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 73.946 millones respecto a junio de 2021. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 729.620 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 7.115 millones, cobro de impuestos a las ganancias por Ch\$ 4.145 millones, cobros por beneficios de pólizas suscritas por Ch\$ 356 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 301 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 741.743 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 16.342 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 5.650 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 666 millones, y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 126 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión presentan un monto negativo de Ch\$ 34.529 millones, en el periodo de seis meses terminados el 30 de junio de 2022, lo que representa una menor salida de caja de Ch\$ 5.382 millones respecto a junio de 2021. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 64.901 millones, incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 33.845 millones, compra de activos intangibles por Ch\$ 2.621 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 3.075 millones. Lo anterior compensado por cobros a entidades relacionadas por Ch\$ 66.005 millones, cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 2.314 millones e intereses recibidos por Ch\$ 1.594 millones.

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación presentan un monto positivo de Ch\$ 91.222 millones, en el periodo de seis meses terminados el 30 de junio de 2022, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 104.713 millones respecto a junio de 2021. Este flujo está originado principalmente por fondos recibidos mediante el Contrato de Caja Centralizada desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 474.954 millones, compensado por fondos transferidos a Enel Chile S.A. mediante el Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 368.601 millones, pago de dividendos por Ch\$ 8.333 millones, intereses pagados por Ch\$ 6.583 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 215 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 30 de junio de 2022 y 2021:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	jun-22	jun-21	jun-22	jun-21
Enel Distribución Chile	33.516	33.845	16.385	14.419
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	329	242	197	137
Total Consolidado Grupo	33.845	34.087	16.582	14.556

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 33.845 millones corresponden fundamentalmente a inversiones en las redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio.

II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

Las empresas del Grupo Enel Distribución Chile siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Distribución Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Distribución Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Distribución Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 38 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (Áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio, a su vez, por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Distribución Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	30-06-2022	31-12-2021
	%	%
Tasa de interés fija	47%	33%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Pagos por realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$, o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

Durante el segundo trimestre del 2022, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados.

Riesgo de liquidez

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 30 de junio de 2022, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$33.280.180 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2021, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$1.832.132, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución de electricidad, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Sin embargo, con fecha de 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley 21.249 Servicios Básico y durante 2021 se publicaron dos prórrogas a la Ley la Ley 21.249 Servicios Básicos la cual

dispone, de manera excepcional, medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red.

La normativa estableció, hasta el 31 de diciembre de 2021, la prohibición de corte de suministro a clientes residenciales (también a hospitales, centros de salud, hogares de menores y adultos mayores, organizaciones sin fines de lucro y microempresas, entre otros).

En febrero de 2022, la Ley N° 21.423 estableció un cronograma de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N° 21.249 y sus prórrogas, es decir para las deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021, para los clientes que tengan un consumo promedio de 2021 de menos de 250 kWh y que tengan deuda del período antes indicado al 11 de febrero 2022, a través del cual cada cliente recibirá un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021. El saldo de la deuda que no pueda estar cubierta en las 48 cuotas será absorbido en parte (50%) por la empresa y el resto será aplicado a las tarifas de distribución en el proceso tarifario posterior al fin de las 48 cuotas, con todo, el cliente pierde su subsidio en caso de no mantener su cuenta al día. El sistema de cobro comenzará el 01 de agosto 2022.

Activos de carácter financiero: Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Medición del riesgo

Enel Distribución Chile hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”), sus modificaciones posteriores y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

Bajo la supervigilancia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN) y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, fijar las normas técnicas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar programas de obras indicativas de nuevas centrales de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destacan: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Límites a la Integración y Concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, transmisión, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se imponen las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

Además, a contar del 1 de enero del año 2021, mediante resolución exenta N°176 de la Comisión Nacional de Energía y sus modificaciones, determinó el alcance de la obligación de giro exclusivo y contabilidad regulatoria separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.194.

a.1 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador, debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la Ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de un estudio de costos para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD). La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

El 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.194 (Ley Corta) que rebaja la Rentabilidad de las Empresas Distribuidoras y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica.

Para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados “áreas típicas”. Por cada área típica, la

CNE encarga un estudio a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, incluyendo algunas restricciones que las empresas distribuidoras reales enfrentan. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización, calculada cada cuatro años por la CNE, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto.

Posteriormente, se estructuran las tarifas y se valida la tasa de rentabilidad económica después de impuesto, la cual no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2021

(i) Ley N°21.185 – Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas.

Con fecha 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.185 que crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350 hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Las disposiciones técnicas de este mecanismo se encuentran establecidas en la Resolución Exenta N°72/2020, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones.

(ii) Ley N°21.194 - Rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica

Con fecha 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publica Ley N°21.194 la cual rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual a una tasa calculada por la CNE, cada cuatro años, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto. La tasa de rentabilidad económica, después de impuestos, de las empresas distribuidoras no deberá diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. Adicionalmente, a partir de enero 2021 las empresas distribuidoras deben tener giro exclusivo.

(iii) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176 que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N°21.194.

De acuerdo con esta Resolución y sus modificaciones las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias que establezca la Ley y la normativa vigente. Las exigencias contenidas en la mencionada Resolución se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022.

(iv) Ley N°21.249 – Dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red.

El 8 de agosto de 2020 se aprobó el proyecto de Ley sobre Servicios Básicos que contempla medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables, medidas que

en su mayoría la empresa Enel Distribución ha estado aplicando de manera voluntaria. Entre las medidas señaladas está la suspensión de corte por deudas de suministro y la posibilidad de firmar convenios de pago en cuotas por deudas de suministro, en ambos casos, a un universo de clientes vulnerables. El beneficio de no corte tiene una duración de 90 días siguientes a la publicación de la Ley, y las deudas que se acumulen sobre los clientes que se hayan acogido a esta medida deberá ser cancelada en un máximo de 12 cuotas desde el término del plazo de gracia.

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modifica los plazos definidos en la Ley N°21.249 fijándose la duración del beneficio a 270 días siguientes a la promulgación de la Ley en vez de los 90 días iniciales. Así también, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 36 en reemplazo de las 12 cuotas máximas definidas con anterioridad.

El 13 de mayo de 2021 se promulgó la Ley N°21.340, que proroga los efectos de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021. Si a esa fecha, aún se encontrare vigente el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe por la Pandemia de COVID 19, los plazos se extenderán hasta 60 días desde terminado dicho estado de excepción constitucional. Adicionalmente, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 48 en reemplazo de las 36 cuotas máximas definidas con anterioridad.

(v) Ley N°21.304 - Sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes

El 12 de enero de 2021 se publicó la Ley sobre clientes electrodependientes, que son aquellas personas que para el tratamiento de la patología que padecen, se encuentran en condición de hospitalización domiciliaria y necesitan permanecer conectadas físicamente, de forma continua o transitoria, a un dispositivo de uso médico que requiere suministro eléctrico para su funcionamiento.

La Ley establece que las empresas concesionarias deben llevar un registro de las personas electrodependientes con residencia en su respectiva zona de concesión, que cuenten con un certificado del médico tratante que acredite dicha condición, con la indicación del dispositivo de uso médico que requieren para su tratamiento y sus características.

Por otro lado, las empresas concesionarias deben implementar las soluciones técnicas que permitan mitigar los efectos de interrupciones del suministro eléctrico, junto con priorizar el restablecimiento del servicio donde residan personas electrodependientes. Además, deben incorporar entre el sistema de conexión central del domicilio y los dispositivos de uso médico, un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, medición que deberá ser descontada del total mensual de consumo del domicilio.

Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°65/2022 correspondiente a la aprobación del Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, de conformidad a lo señalado en los artículos 207°-1 y siguientes de la ley general de servicios eléctricos.

(vi) Ley N°21.305 - Sobre eficiencia energética

El 13 de febrero de 2021 se publicó la Ley sobre Eficiencia Energética cuyo objeto es elaborar el Primer Plan Nacional de Eficiencia Energética, que se irá renovando cada cinco años, con una meta de reducción de intensidad energética de, al menos, de un 10% al 2030, respecto al 2019. Adicionalmente, dicho plan deberá contemplar una meta para los consumidores con capacidad de gestión de energía consistente en la reducción de su intensidad energética de al menos un 4% promedio en su período de vigencia.

En la Ley se incluyen otras materias como aquella respecto a la edificación de viviendas, edificios de uso público, edificios comerciales y edificios de oficinas que deberán contar con una calificación energética para obtener la recepción final o definitiva por parte de la Dirección de Obras Municipales respectiva. Así también, dispone que el Ministerio de Energía regulará la interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos.

Con fecha 25 de febrero, bajo el Decreto Supremo N°12, se ha promulgado el Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos, el cual ha ingresado a Contraloría General de la Republica con fecha 13 de mayo de 2022. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la República. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

Con fecha 4 de marzo de 2022, se ha promulgado el Plan Nacional de Eficiencia Energética, el cual fue retirado el día 30 de junio de 2022 de Contraloría General de la Republica por parte del Ministerio de Energía.

Este Plan fue elaborado en base al artículo 1 de la Ley de Eficiencia Energética, la cual indica que, cada cinco años el Ministerio de Energía deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética que deberá comprender, al menos las siguientes materias: eficiencia energética residencial; estándares mínimos y etiquetado de artefactos; eficiencia energética en la edificación y el transporte; eficiencia energética y ciudades inteligentes; eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética. Además, deberá establecer metas de corto, mediano y largo plazo, así como los planes, programas y acciones necesarios para alcanzar dichas metas.

Con fecha 25 de febrero de 2022, se ha promulgado el Reglamento Plan Nacional de Eficiencia Energética, el cual fue retirado el día 29 de junio de 2022 de Contraloría General de la Republica por parte del Ministerio de Energía.

(vii) Ley N°21.423 - Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19 y establece subsidios a clientes vulnerables

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley que Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables, de modo que éstos puedan enfrentar las deudas eléctricas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 efectuadas por boletas vencidas.

La ley señala que las deudas de los clientes con un consumo promedio no superior a los 250 kWh al mes durante 2021 serán divididas automáticamente en 48 cuotas mensuales. Estas cuotas no podrán exceder el 15% del valor de la cuenta promedio mensual. Estos clientes recibirán un subsidio del Estado equivalente a ese mismo valor (el 15% del valor de la cuenta promedio mensual), por lo que, en la práctica, los usuarios sólo deberán cancelar su consumo eléctrico mensual y mantener su cuenta al día

En el caso de los clientes con consumo promedio mensual en 2021, superior a 250 kWh al mes, se amplió el plazo, hasta el 31 de marzo de 2022, para que se acerquen a sus compañías distribuidoras eléctricas y puedan prorratear la totalidad de su deuda en hasta 48 cuotas, sin multas ni intereses asociados.

Con fecha 23 de junio, el Ministerio de Energía publicó el Procedimiento para el pago de los subsidios establecidos en la ley N°21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables.

(viii) Proyecto de Ley que Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas para Cliente Regulados

El día 16 de mayo de 2022 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que crea un fondo de estabilización de tarifas para clientes regulados, el cual será recaudado a través de un cargo adicional a los clientes finales segmentado por niveles de consumo, donde los clientes cuyo consumo mensual sea menor a 350 kWh quedarán exentos del cargo, al igual que las micro y pequeñas empresas con consumos mensuales de hasta 1.000 kWh. El fondo será administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de 20 Millones de USD al año y una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2032. Adicionalmente, el proyecto establece un mecanismo de protección al cliente que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia. El objetivo es impedir el alza en las cuentas de la luz en el año 2022 y permitir alzas

graduales durante la próxima década. El día de 13 de julio de 2022 el proyecto fue aprobado por el parlamento y espera ser publicado en diario oficial, posterior a la firma del Presidente de la República.

Estrategia Nacional de Electromovilidad

Con fecha 18 de febrero de 2022 y mediante Resolución Exenta N°8, el Ministerio de Energía aprobó la Estrategia Nacional de Electromovilidad. En ella el Ministerio de Energía será el encargado de liderar la implementación de la estrategia, realizar su seguimiento y efectuar una actualización quinquenal de la misma mediante el apoyo de una Comisión Asesora.

Reglamentos Publicados 2019 – 2022

Reglamento de Servicios Complementarios: Con fecha 27 de marzo de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°113/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional: Con fecha 20 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°125/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Reglamento Norma 4: Con fecha 05 de marzo de 2020 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°8/2019 correspondiente al Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica.

Reglamento Netbilling: Con fecha 24 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía, publicó el Decreto N°57/2019 correspondiente al Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo.

Modificación Reglamento de Potencia de Suficiencia: Con fecha 26 de diciembre de 2020 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°42 que modifica el Reglamento de Potencia vigente en el Decreto Supremo 62/2006. Este reglamento incorpora el Estado de Reserva Estratégica el cual reconoce una proporción de potencia de suficiencia a centrales que se retiren del sistema en el marco del plan de descarbonización durante 5 años desde el anuncio. Adicionalmente, se establece una metodología de cálculo para reconocer potencia de suficiencia a centrales hidráulicas con capacidad de almacenamiento.

Con fecha 12 de enero, bajo el Decreto Supremo N°3 se ha promulgado el Reglamento de transferencia de potencias establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual ha ingresado a Contraloría General de la República con fecha de 17 de febrero de 2022. Este decreto aún no toma razón por parte de Contraloría. Una vez publicada en el Diario Oficial tomará vigencia y derogará el Reglamento de Potencia de Suficiencia vigente.

Reglamento para medios de generación de pequeña escala: Con fecha 8 de octubre de 2020, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°88 correspondiente al Reglamento para medios de generación de pequeña escala, el cual fue modificado el 16 de marzo 2022 mediante Decreto N°27.

Modificación Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos: Con fecha 14 de junio de 2021 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°68 que modifica el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos aprobado mediante el Decreto N°327/1997, en lo relativo a concesiones eléctricas.

Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes: Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°65 correspondiente al Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes.

Normas Técnicas

Norma técnica de coordinación y operación: Con fecha 6 de agosto de 2021, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución N°253 aprueba capítulo de los Costos Marginales y capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado, ambos de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional. Con fecha 3 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el capítulo sobre Programación de la Operación de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional de conformidad con el

procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta N°390, de 24 de mayo de 2018.

Modificación Pliegos Técnicos Normativos: Con fecha 25 de Abril, el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N°11.682 aprueba modificación del Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 Franjas y Distancias de Seguridad y Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 Líneas de Alta y Extra Alta Tensión, contenidos en el artículo 10 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020

El proceso de fijación de tarifas para el cuatrienio 2016 - 2020 culminó el 24 de agosto de 2017 con la publicación en el Diario Oficial del Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, que actualiza el Decreto N°11T/2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica las tarifas del segmento de distribución vigentes hasta la próxima fijación tarifaria.

Con fecha 26 de julio de 2019 por medio del Oficio Ordinario N°15699/2019, SEC instruyó un plan de acción para hacer efectivo el ajuste indicado en Oficio Ordinario N°490/2019 de CNE, respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía. La vigencia del ajuste fue retroactiva a partir del 28 de septiembre de 2018.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2021 son determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

- i) Decreto N°11T/2016 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018 que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.
- iii) Decreto N°5T/2018 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió a partir de su fecha de publicación.

iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.

v) Decretos de Precios:

a. Precios de Nudo Promedio

Con fecha 6 de mayo de 2019 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2019.

Con fecha 5 de octubre de 2019 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2019.

El 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. El Artículo 5° de esta Ley deroga el Decreto 7T/2019, quedando sin efecto y extendiéndose la vigencia del Decreto N°20T/2018 desde su vigencia original hasta la publicación del decreto de precio de nudo promedio que corresponda posterior a la entrada en vigencia de la Ley.

Con fecha 2 de noviembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°6T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

Con fecha 20 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de julio de 2020.

Con fecha 20 de mayo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°19T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2021.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, la publicación de los Decretos N°6T/2020, N°16T/2020 y N°19T/2020 no tuvieron efecto en la tarifa del cliente regulado final.

Con fecha 12 de julio de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T/2021, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1° de Julio de 2021.

Con fecha 17 de junio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2022, que fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la ley N°21.185, con vigencia a contar del 1° de enero de 2022.

Con fecha 28 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1° de la Ley N°21.185, de junio de 2022, correspondiente a la fijación de precios del segundo semestre del presente año.

b. Precios de Nudo de Corto Plazo

Con fecha 3 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12T/2020, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2020.

Con fecha 22 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°3T/2021, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2021.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2021, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2021.

c. Precio estabilizado para medios de generación de pequeña escala

Con fecha 22 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

vi) Resolución Exenta que fija cargos por uso de los sistemas de transmisión de cargo de los consumidores finales libres y regulados.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°495, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2021.

Con fecha 17 de junio de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°192, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2021.

Con fecha 15 de diciembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N° 551, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2022.

Con fecha 20 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N° 442, que aprueba la fijación definitiva de los cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos, fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2022.

vii) Con fecha 21 de junio de 2019, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°379, que comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios que rigen a partir del 1° de julio de 2019, además, fija el factor de corte y reposición aplicable para el período comprendido entre el 1° de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, inclusive.

viii) Resolución Exenta que fija y comunica Cargo por Servicio Público.

Con fecha 18 de noviembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°434, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2020.

Con fecha 18 de noviembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N° 486, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2021.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, se han mantenido vigentes las Resoluciones antes indicadas.

c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020-2024

El 2 de mayo de 2022, por medio de la Resolución Exenta N°319 de la Comisión Nacional de Energía, se establece plazo de entrega del Informe Final Definitivo (tercera versión), a más tardar el día 5 de mayo de 2022. El día 4 de mayo de 2022 se recibe Informe Final Definitivo (tercera versión). El día 2 de junio, en sesión extraordinaria vigésima cuarta, el Comité al que se refiere el inciso décimo tercero del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, ha manifestado su conformidad con el estudio indicado.

El día 7 de junio de 2022, mediante Oficio Ordinario N°384 de la Comisión Nacional de Energía, se informa aprobación del “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024”. El 30 de junio de 2022 son enviadas por parte de las empresas participantes del proceso las observaciones al “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020 – 2024”. La CNE tiene un plazo de 40 días hábiles para revisar las observaciones y emitir un nuevo Informe Técnico.

Actualmente, dado que este proceso se encuentra en desarrollo, las tarifas que están siendo aplicadas hasta hoy corresponden a aquellas fijadas en el proceso tarifario 2016 - 2020.

c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución 2020 - 2024

De acuerdo a la legislación, una nueva fijación de precios de los Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica será realizada con ocasión del proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2020-2024. Dado que el proceso antes mencionado aún no concluye, se mantiene las tarifas fijadas mediante Decreto N°13T/2018.

c.4 Fijación Tarifas de Distribución 2024 – 2028

El día 10 de mayo de 2022, la CNE somete a Consulta Pública la fijación de Áreas Típicas para el cálculo de componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, establecidas en el informe contenido en la Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022.

Mediante Resolución Exenta N°432 de fecha 13 de junio de 2022, la CNE establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Mediante Resolución Exenta N°490 de fecha 30 de junio de 2022, la CNE fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, y deja sin efecto Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022 de la CNE.

c.5 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, las distribuidoras han desarrollado cuatro procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02, Licitación de Suministro 2017/01 y Licitación de Suministro 2021/01. Este último, que contempla como período de suministro los años 2026-2040 y un volumen de 2.310 GWh/anual, finalizó el 7 de septiembre de 2021 con un precio promedio de adjudicación de US\$23,78 por MWh.

Licitación 2022

El 25 de marzo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°196, realizó el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados para realizar observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 6 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°419 comunicó la constitución del Registro de instituciones y usuarios interesados que podrán realizar observaciones al informe preliminar de licitaciones.

El 8 de febrero de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°83 aprobó las Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2022/01, el cual fue modificado mediante Decreto N°322 publicado el martes 2 de mayo de 2022. A su vez el día 2 de mayo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°321 aprobó respuestas a consultas a las Bases de Licitación de Suministro 2022/01.

Con fecha 28 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución exenta N°474 aprueba circular Aclaratoria N°2, del proceso "Licitación de Suministro 2022/01", el cual comunica a los interesados la fecha de presentación de propuestas para el día viernes 1 de julio de 2022 y el lugar definido para su realización, junto a información del proceso.

El día viernes 1 de julio del 2022 se realizó la presentación de oferentes para la subasta de 5.250 GWh-año de energía, que abastecerá a los clientes regulados a partir del año 2027. Se presentaron 15 ofertas en total de empresas generadoras nacionales y extranjeras, y se tiene programado para el día lunes 18 de julio la presentación de enmiendas y rectificaciones a las Ofertas Administrativas, para luego, el jueves 21 de julio, efectuar la Apertura e Inspección de las Ofertas Económicas.

III. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota N°3.b de los Estados Financieros).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.