

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE
al 30 de septiembre de 2021
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 1,9% (+ 37.868 clientes), alcanzando 2.034.314 clientes al 30 de septiembre de 2021, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 33.415 y 2.501 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 77.091 millones, lo que representa una disminución de 6,07% respecto del periodo anterior. Durante el 3T se realizaron inversiones por Ch\$ 25.982 millones, lo que representa una disminución de 29,03%, respecto al 3T del 2020.
- Las ventas físicas alcanzaron 10.209 GWh a septiembre de 2021, disminuyendo en 17,4% (-2.149 GWh) respecto a septiembre de 2020.
- Los ingresos operacionales disminuyeron en un 20,5% alcanzando Ch\$ 836.698 millones, principalmente por menores ingresos por venta de energía, la separación del negocio de transmisión y la venta del negocio de comercialización de clientes libres, por la aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución.
- Las compras de energía totalizaron Ch\$ 668.377 millones, disminuyendo en un 17,9% respecto el 2020, debido principalmente por efecto de una menor compra física (-2.205 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 6.624 millones, principalmente por el reconocimiento de bonos no recurrentes por acuerdos de negociación colectiva y gastos relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo para el período 2021-2024.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación disminuyeron en Ch\$ 8.140 millones, como consecuencia de menores costos asociados de Operación y Mantenimiento.

- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 64,9% a septiembre de 2021, totalizando Ch\$ 41.391 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 56.194 millones en septiembre de 2020 a Ch\$ 6.982 millones en septiembre de 2021, principalmente por un menor resultado operacional de Ch\$ 76.653 millones, impactando en el período actual el efecto de la separación del negocio de transmisión y la venta del negocio de comercialización de clientes libres, por una menor depreciación y amortización Ch\$ 7.139 millones, menores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 7.332 millones y por un menor resultado financiero Ch\$ 9.061 millones. Lo anterior compensado por un menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 22.029 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\$ 1,3 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. 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. La nueva tarifa a ser aplicada en el nuevo ciclo tarifario será definida a fines del año 2021 o principios de 2022, con 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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



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 y trimestral, al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			sept-21	sept-20
	sept-21	sept-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %		
Total Ventas (GWh)	10.209	12.358	(17,4%)	3.592	4.154	(13,5%)	5,25	5,21

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes

Otra información	sept-21	sept-20	Var %
Clientes	2.034.314	1.996.446	1,9%
Clientes/Empleados	3.781	2.610	44,9%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales		
	sept-21	sept-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Venta de Energía	794.609	974.240	(179.631)	(18,4%)	282.629	337.182	(16,2%)
Residenciales	442.534	474.125	(31.591)	(6,7%)	169.145	206.138	(18,0%)
Comerciales	210.670	283.257	(72.587)	(25,6%)	68.785	72.466	(5,1%)
Industriales	71.278	124.594	(53.316)	(42,8%)	21.989	33.706	(34,8%)
Otros Consumidores(*)	70.127	92.264	(22.137)	(24,0%)	22.710	24.872	(8,7%)
Otras Ventas	4.513	5.374	(861)	(16,0%)	1.336	2.767	(51,7%)
Ventas de productos y servicios	4.513	5.374	(861)	(16,0%)	1.336	2.767	(51,7%)
Otras Prestaciones de Servicios	30.282	69.847	(39.565)	(56,7%)	10.877	27.601	(60,6%)
Peajes de transmisión y transporte	-	37.213	(37.213)	(100,0%)	-	17.135	(100,0%)
Servicio de construcción de empalme	12.002	9.985	2.017	20,2%	10.331	8.302	24,4%
Arriendo equipos de medida	2.358	2.545	(187)	(7,4%)	(8.069)	(6.712)	20,2%
Instalaciones específicas y redes	6.276	5.940	336	5,7%	2.349	1.879	25,0%
Alumbrado público	4.110	7.389	(3.279)	(44,4%)	1.484	1.880	(21,1%)
Otras prestaciones	5.536	6.775	(1.239)	(18,3%)	4.782	5.117	(6,6%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	829.404	1.049.461	(220.057)	(21,0%)	294.842	367.550	
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	2.222	1.780	442	24,8%	852	559	52,4%
Cancelación fuera de plazo de facturación	349	343	6	1,8%	107	91	17,6%
Recuperación deuda castigada	38	31	7	22,6%	16	17	(5,9%)
Ingreso por multas a proveedores	2.627	400	2.227	556,8%	2.571	372	591,1%
Otros Ingresos	2.058	429	1.629	379,7%	(146)	154	(194,8%)
Total Otros ingresos por naturaleza	7.294	2.983	4.311	144,5%	3.400	1.193	185,0%

(*) 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 SEPTIEMBRE DE 2021



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 septiembre de 2021 y 2020:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	sept-21	sept-20	Var %	sept-21	sept-20	Var %	sept-21	sept-20	Var %
Residencial	1.823.539	1.790.124	1,9%	442.533	474.125	(6,7%)	3.690	3.791	(2,7%)
Comercial	155.581	153.080	1,6%	195.633	269.213	(27,3%)	1.566	3.444	(54,5%)
Industrial	12.949	12.475	3,8%	66.173	118.417	(44,1%)	575	1.266	(54,6%)
Otros	40.708	39.969	1,9%	70.127	92.264	(24,0%)	1.187	698	70,2%
Peaje	1.537	799	92,4%	20.143	20.221	(0,4%)	3.191	3.159	1,0%
Total	2.034.314	1.996.446	1,5%	794.609	974.240	(19,6%)	10.209	12.358	(17,4%)

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

Mercado	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	3T2021	3T2020	Var %	3T2021	3T2020	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Residencial	9.440	3.525	167,8%	169.144	206.138	(18,0%)	1.191	1.425	(16,4%)
Comercial	1.191	454	162,3%	55.886	63.200	(11,6%)	426	1.042	(59,1%)
Industrial	524	43	1128,1%	17.627	29.589	(40,4%)	202	399	(49,3%)
Otros	259	212	21,8%	32.120	24.872	0,0%	679	231	194,1%
Peaje	67	22	204,6%	7.853	13.383	(41,3%)	1.094	1.057	3,6%
Total	11.481	4.256	169,8%	282.630	337.182	(16,2%)	3.592	4.154	(13,5%)

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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Distribución Chile S.A. al cierre de septiembre de 2021 fue una utilidad de Ch\$ 6.982 millones, comparado con los Ch\$ 56.194 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

A continuación, se presenta la información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Ingresos	836.698	1.052.444	(215.746)	(20,5%)	298.243	368.742	(70.500)	(19,1%)
Ingresos ordinarios	829.404	1.049.461	(220.057)	(21,0%)	294.842	367.550	(72.708)	(19,8%)
Otros ingresos de explotación	7.294	2.983	4.311	144,5%	3.400	1.192	2.208	185,3%
Aprovisionamientos y Servicios	(716.884)	(854.461)	137.577	(16,1%)	(250.633)	(304.062)	53.429	(17,6%)
Compras de energía	(668.377)	(814.465)	146.088	(17,9%)	(234.073)	(286.863)	52.791	(18,4%)
Gastos de transporte	(29.633)	(18.839)	(10.794)	57,3%	(9.607)	(6.841)	(2.766)	40,4%
Otros provisionamientos y servicios	(18.874)	(21.157)	2.283	(10,8%)	(6.953)	(10.358)	3.405	(32,9%)
Margen de Contribución	119.814	197.983	(78.169)	(39,5%)	47.609	64.680	(17.070)	(26,4%)
Trabajos para el inmovilizado	8.410	7.666	744	9,7%	2.572	2.600	(28)	(1,1%)
Gastos de personal	(34.992)	(27.624)	(7.368)	26,7%	(7.590)	(9.701)	2.112	(21,8%)
Otros gastos por naturaleza	(51.841)	(59.981)	8.140	(13,6%)	(17.228)	(21.460)	4.232	(19,7%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	41.391	118.044	(76.653)	(64,9%)	25.364	36.119	(10.755)	(29,8%)
Depreciación y amortización	(26.907)	(34.046)	7.139	(21,0%)	(9.456)	(11.598)	2.142	(18,5%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIF 9	(10.616)	(17.948)	7.332	(40,9%)	(2.879)	(7.018)	4.138	(59,0%)
Resultado de Explotación (EBIT)	3.868	66.050	(62.182)	(94,1%)	13.029	17.503	(4.475)	(25,6%)
Resultado Financiero	(3.414)	5.647	(9.061)	(160,5%)	(7.794)	3.031	(10.825)	(357,2%)
Ingresos financieros	13.977	19.402	(5.425)	(28,0%)	4.629	10.971	(6.341)	(57,8%)
Gastos financieros	(17.402)	(14.621)	(2.781)	19,0%	(10.257)	(8.879)	(1.378)	15,5%
Resultados por unidades de reajuste	1.113	918	195	21,2%	885	568	316	55,7%
Diferencia de cambio	(1.102)	(52)	(1.050)	2019,2%	(3.051)	370	(3.422)	(923,9%)
Otros Resultados distintos de la Operación	1	-	1	-	0	-	0	-
Sociedades contabilizadas por método de participación	1	-	1	-	0	-	0	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	455	71.697	(71.242)	(99,4%)	5.235	20.534	(15.299)	(74,5%)
Impuesto sobre sociedades	6.527	(15.502)	22.029	(142,1%)	613	(5.517)	6.130	(111,1%)
Resultado del Periodo	6.982	56.195	(49.213)	(87,6%)	5.848	15.018	(9.170)	(61,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	6.982	56.194	(49.212)	(87,6%)	5.848	15.018	(9.170)	(61,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	0	(0)	-
Utilidad por acción \$ (*)	6,07	48,83	(42,77)	(87,6%)	5,08	13,05	(7,97)	(61,1%)

(*) Al 30 de septiembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 1.150.742.161

RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)

El **EBITDA** consolidado ascendió a Ch\$ 41.391 millones al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución del 64,9% respecto del periodo anterior, donde alcanzó los Ch\$ 118.044 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 836.698 millones**, mostrando una disminución de Ch\$ 215.746 millones, equivalente a una reducción del 20,5% que se explica principalmente por:

- **Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 179.631 millones**, debido principalmente a: (i) una menor venta física de energía (-2.181 GWh), fundamentalmente en los segmento comercial, correspondiente a Ch\$ 151.847 millones; debido principalmente al efecto de la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile S.A. (-2.400 GWh) unido a la migración de clientes regulados a libres; y (ii) una disminución del precio medio de venta por Ch\$ 27.784 millones, como consecuencia de un menor efecto de tipo de cambio y del proceso de revisión tarifaria.
- Menores **otras prestaciones de servicios** por Ch\$ 39.565 millones, fundamentalmente por (i) menores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal transferido a la sociedad Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 37.213 millones y (ii) menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes por Ch\$ 2.352 millones.
- Menores ingresos **en otras ventas** por Ch\$ 861 millones, explicado fundamentalmente por menores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.

Lo anterior, compensado por:

- Mayores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 4.311 millones, explicado principalmente por: (i) reverso de una multa SEC por Ch\$1.851 millones, por sentencia a favor de Enel Distribución Chile S.A. emitida por la Corte Suprema de Justicia, (ii) otros ingresos por reconocimiento de consumo no registrados (CNR) por Ch\$ 327 millones y (iii) reconocimiento de recupero de seguros por siniestros Ch\$ 2.178 millones.

- Los Ingresos de Explotación del **3T 2021** fueron de **Ch\$ 298.243 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 70.500 millones, equivalente a un 19,1% de reducción, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por i) menores ingresos por **venta de energía** por Ch\$ 54.553 millones, explicado por un menor venta física de energía (-599 GWh), debido fundamentalmente a menores ventas en los segmentos comercial e industrial, por efecto de venta del negocio de comercialización de clientes libres a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 36.217 millones, lo anterior asociado a una disminución del precio medio de venta por Ch\$ 18.336 millones; ii) menores ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 17.135 millones explicado por menores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal transferido a la sociedad Enel Transmisión Chile S.A., iii) menores prestaciones de servicios por Ch\$ 1.071 millones, fundamentalmente por mayores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores otros Ingresos no recurrentes por iv) recuperación de seguros por siniestros por Ch\$ 2.259 millones.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 716.884 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 137.577 millones, equivalente a una disminución del 16,1% respecto al período anterior, que se explica por:

- Menores **compras de energía** por Ch\$ 146.088 millones, debido principalmente a una menor compra física en el periodo (-2.237 GWh) por Ch\$ 144.645 millones, por efecto de menor compra de energía por venta del negocio de comercialización de clientes libres (-2.435 GWh) que fueron transferidos a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A.
- Mayores **gastos de transporte** por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 10.793 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión, representados principalmente por Enel Transmisión Chile S.A.
- Menores **otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 2.283 millones, explicado por i) menores provisiones de multas SEC por Ch\$ 2.427 millones, ii) menores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 402 millones, compensado por mayores iii) conexiones de clientes por Ch\$ 546 millones.

Durante el **3T 2021**, los Costos de Explotación ascendieron a **Ch\$ 250.633 millones**, disminuyendo en Ch\$ 53.429 millones respecto al 3T 2020. Esta variación se explica principalmente por menores **compras de energía** por Ch\$ 52.791 millones, producto fundamentalmente por una menor compra física en el periodo (- 543 GWh), explicado por efecto de venta del negocio de comercialización de clientes libres a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 44.656 millones, lo anterior asociado a un menor precio medio de compra por Ch\$ 8.135 millones.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 26.582 millones al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un aumento de Ch\$ 6.624 millones respecto de septiembre de 2020, como consecuencia principalmente de: (i) Mayores gastos incurridos en pago por bono no recurrente de acuerdo de negociación colectiva por Ch\$ 3.969 millones, (ii) mayores gastos por concepto de programa de retiro voluntario de Ch\$ 6.815 millones. Lo anterior compensado por una menor remuneración de Ch\$ 2.992 millones, producto de una disminución en la dotación del personal, menor gasto por pago de bono anual Ch\$ 187 millones y una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 744 millones.

En lo que respecta al 3T 2021, los gastos de personal disminuyeron en Ch\$ 2.084 millones, explicado principalmente por una menor remuneración de Ch\$ 983 millones, producto de una disminución de dotación de personal, disminución de gastos por pago de bono anual Ch\$ 587 millones, y otros beneficios Ch\$ 514 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 51.842 millones al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de Ch\$ 8.140 millones respecto al periodo anterior, explicado principalmente por menores costos por operación y mantenimiento, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores), y a servicios de mantenimiento y reparación.

En lo que respecta al **3T 2021**, los Otros Gastos por Naturaleza disminuyeron en Ch\$ 4.232 millones, explicado principalmente por menores costos por operación y mantenimiento, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores), y a servicios de mantenimiento y reparación.

Depreciación, Amortización y Deterioro:

La depreciación, amortización y deterioro presentaron una disminución de Ch\$ 14.462 millones respecto del periodo de 2020, explicado principalmente por: (i) una menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 7.332 millones, debido fundamentalmente a una mayor recuperación de deuda y un mayor nivel de convenios con clientes, como consecuencia de las variadas iniciativas impulsadas por la compañía, (ii) una menor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 2.357 millones; y (iii) una menor depreciación del activo inmovilizado por Ch\$ 5.202 millones, principalmente por efecto de disminución de activos, los cuales fueron transferidos a Enel Transmisión Chile S.A., producto de la separación de la sociedad en cumplimiento de la Ley de giro exclusivo en distribución.

Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 9.061 millones con respecto al periodo anterior, que se explica fundamentalmente por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 5.425 millones, que se explican fundamentalmente por **(i)** menores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 4.776 millones; **(ii)** por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 700 millones; **(iii)** por menores intereses que generan los Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 58 millones, lo anterior compensado por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 109 millones.

Durante el 3T de 2021, los ingresos financieros disminuyeron en Ch\$ 6.341 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por **(i)** menores ingresos financieros producto la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 5.728 millones; **(ii)** por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 937 millones; **(iii)** por menores intereses que generan los Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 12 millones, lo anterior compensado por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 336 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 2.781 millones, principalmente explicados por mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 2.777 millones, por la actualización a valor presente de cuentas por cobrar comerciales por convenios de largo plazo asociados a la ley de servicios básicos 1, 2 y 3 por Ch\$ 6.271 millones, compensado por **(i)** menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 4.776 millones; **(ii)** por menores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 586 millones; **(iii)** por menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 905 millones.

Durante el 3T de 2021 los gastos financieros aumentaron en Ch\$ 1.378 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por **(i)** mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 1.096 millones; **(ii)** por la actualización a valor presente de cuentas por cobrar comerciales por convenios de largo plazo por Ch\$ 6.049 millones; **(iii)** por mayores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 186 millones, compensado por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 5.728 millones y por menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado y Contratos de Caja Centralizada con Enel Chile S.A. por Ch\$ 224 millones.

Mayor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 1.050 millones, explicada principalmente por una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 643 millones y una mayor diferencia de cambio negativa generada en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 407 millones. Adicionalmente fueron reconocidos por efecto de mecanismo de ley de estabilización de precios, mayores ingresos y costos financieros por Ch\$ 4.462 millones, respectivamente. Además, la Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 30.417 millones, por la dolarización de las cuentas por cobrar y por pagar, estos efectos se neutralizan en resultado (principio de passthrough).

Durante el 3T de 2021 hubo una mayor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 3.422 millones respecto a igual trimestre del periodo anterior, explicada principalmente por una menor diferencia de cambio positiva generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 684 millones, por una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 1.846 millones y una mayor diferencia de cambio negativa generada en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 892 millones.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 6.527 millones de utilidad al 30 de septiembre 2021, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 22.029 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 19.235 millones asociado a un menor resultado de la compañía; y (ii) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 2.006 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

Con respecto al tercer trimestre del 2021 el Impuesto a las Ganancias sobre las Sociedades ascendió a Ch\$ 613 millones de utilidad, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 6.130 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por i) un menor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 4.131 millones asociado a un menor resultado de la compañía, y ii) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 1.792 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	309.727	578.158	(268.431)	(46,4%)
Activos No Corrientes	1.179.784	1.073.049	106.735	10,0%
Total Activos	1.489.511	1.651.207	(161.696)	(9,8%)

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2021, **disminuyeron en Ch\$ 161.696 millones**, correspondiente a un 9,8%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2020, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de Ch\$ 268.431 millones** al 30 de septiembre de 2021 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 1.464 millones**, que se explica principalmente por un menor saldo en bancos por Ch\$ 1.464 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 44.367 millones**, principalmente por una i) mayor facturación de energía en el periodo por Ch\$ 59.111 millones, ii) mayor provisión de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 36.402 millones, iii) mayor facturación de servicios de empalmes y alumbrado público por Ch\$ 1.796 y iv) otras prestaciones de servicios por Ch\$ 230 millones, lo anterior compensado por i) una disminución de clientes de energía por factorización de la deuda por Ch\$ 23.716, ii) mayor estimación de deudores incobrables por Ch\$ 12.704 millones, iii) disminución por traspaso de la deuda comercial de clientes libres a la empresa Enel Generación Chile por Ch\$ 12.813 millones y iv) disminución por pagos de bonos de cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 3.939 millones.
- **Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 114 millones**, que se explica principalmente por devolución de impuestos (IVA) por Ch\$ 463 millones y la disminución de costos asociados a proyectos de alumbrado público por Ch\$ 239 millones, compensado parcialmente por aumento de gastos anticipados de seguros por Ch\$ 110 millones.
- **Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 348 millones**, explicado principalmente por aumento de impuestos por recuperar de años anteriores por Ch\$ 348 millones.

- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 8.989 millones**, que se explica principalmente por aumento de (i) cuenta por cobrar a Enel Transmisión Chile S.A. por otros servicios por Ch\$ 5.578 millones, (ii) cuenta a cobrar a Enel Generación Chile S.A. de otros servicios por Ch\$ 2.221 millones, (iii) cuentas a cobrar por servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 797 millones.
- **Disminución de activos corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch\$ 323.214 millones**, producto de la materialización de la división de la sociedad por exigencias relativas al giro exclusivo de distribución según Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 106.735 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, alcanzando los Ch\$ 1.179.784 millones al 30 de septiembre de 2021. 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\$ 58.565 millones**, que se explica por un aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 55.521 millones, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según ley N° 21.185 del Ministerio de Energía por Ch\$ 8.356 millones y aumento de deuda de energía por Ch\$ 6.078 millones, compensado por la disminución de deudores por Leasing de largo plazo por Ch\$ 4.485 millones y disminución de otras cuentas por cobrar por Ch\$ 827 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 40.088 millones**, que corresponde principalmente a nuevas inversiones del período por Ch\$ 64.157 millones, parcialmente compensado por menor depreciación por Ch\$ 22.564 millones.
- **Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 9.095 millones**, que corresponde principalmente a un incremento de inversiones del período por Ch\$ 12.603 millones, lo que se compensa por la amortización del período por Ch\$ 3.505 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	418.585	394.985	23.600	6,0%
Pasivo No corriente	396.443	355.578	40.865	11,5%
Patrimonio Total	674.484	900.645	(226.161)	(25,1%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	674.484	900.645	(226.161)	(25,1%)
Participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
Total Patrimonio y Pasivos	1.489.511	1.651.207	(161.696)	(9,8%)

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2021, incluido el Patrimonio, disminuyeron en **Ch\$ 161.696 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 23.600 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 50.099 millones**, que se explica principalmente por mayores i) cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 23.439 millones, ii) aumento de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 26.800 millones, iii) Aumento de otras cuentas por pagar por Ch\$ 2.380 millones. Lo anterior compensado parcialmente por i) menores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 607 millones, y ii) menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 1.913 millones.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 84.041 millones**, que explica principalmente por (i) mayores obligaciones con Enel Chile S.A. producto de un mayor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada por Ch\$ 54.236 millones y aumento de otros servicios por Ch\$ 876 millones, (ii) mayores obligaciones por peajes y otros servicios con Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 18.194 millones, (iii) mayores obligaciones por otros servicios con Enel X Chile Spa por Ch\$ 4.666 millones, (iv) mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por concepto de peajes y compras de energía por Ch\$ 6.286 y otros servicios por Ch\$ 189 millones, (v) mayores obligaciones con Enel Global Infrastructure and Network por servicios técnicos por Ch\$ 3.994 millones, (vi) Mayores obligaciones con Enel X S.R.L. por servicios técnicos por Ch\$ 2.745 millones, (vii) Mayores obligaciones con Enel Global Services por Ch\$ 1.607 millones, lo anterior compensado por menores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 9.245 millones, debido a menores dividendos por pagar por Ch\$ 9.245 millones.

- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 15.745 millones**, se explica principalmente por menores obligaciones de impuestos por Ch\$ 8.434 millones y disminución de obligaciones por trabajos en construcción de empalmes y traslado de redes por Ch\$ 886 millones.
- **Disminución de pasivos corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch\$ 94.878 millones**, producto de la materialización de la división de la sociedad por exigencias relativas al giro exclusivo de distribución según Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan una disminución de **Ch\$ 40.865 millones** al 30 de septiembre de 2021, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 29.700 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\$ 25.821 millones**, que corresponde a un aumento de deuda por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria con Enel Generacion Chile S.A. por Ch\$ 25.431 millones y Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 1.752 millones, lo anterior se compensa con una disminución por el mismo concepto con Almeyda Solar SpA por Ch\$ 1.713 millones.
- **Disminución de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 746 millones**, se explica por disminución de provisiones de litigios por Ch\$ 3.765 millones, compensado por mayores provisiones relacionadas con reestructuraciones vinculadas a la estrategia de digitalización del grupo para el periodo 2021-2024 que posibilita la adopción de nuevos modelos de trabajo y operación, demanda nuevas competencias y conocimientos para hacer que los procesos sean aún más eficientes por Ch\$ 3.019 millones.
- **Disminución de pasivo por impuestos diferidos por Ch\$ 7.445 millones**, se explica principalmente por disminuciones asociadas a impuestos diferidos de i) activo fijo por Ch\$ 6.224 millones, ii) de otros impuestos diferidos por Ch\$ 1.221 millones.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 5.967 millones**, se explica fundamentalmente por la actualización de la tasa de descuento que el Grupo aplicó al cierre del primer semestre de 2021.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 674.484 millones al 30 de septiembre de 2021

- **El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 222.372 millones respecto de diciembre de 2020** y se explica fundamentalmente por una disminución producto de las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución según Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que dividió la sociedad en distribución y transmisión por Ch\$ 233.693 millones y por un aumento por la venta de cartera de clientes libres por Ch\$ 6.113 millones, disminución por dividendos por Ch\$ 10.116 millones, lo anterior compensado por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 6.982 millones, un aumento de reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por Ch\$ 2.611 millones y aumento de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 1.942 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-21	dic-20	sept-20	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,74	1,46		(0,72)	(49,3%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,73	1,46		(0,73)	(50,0%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(108.857)	183.174		(292.031)	(159,4%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,21	0,83		0,38	45,8%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	51,0%	53,0%		(2,0%)	(3,8%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	49,0%	47,0%		2,0%	4,3%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,38	9,44		(7,06)	(74,8%)
Rentabilidad	Resultado ex plotación/Ingreso explotación	%	0,46%		7,0%	(6,5%)	(93,4%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	4,2%		13,7%	(9,5%)	(69,3%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	2,1%		7,8%	(5,7%)	(72,9%)

(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 septiembre 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 septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

La liquidez corriente al 30 de septiembre de 2021 alcanzó 0,72 veces, presentando una disminución de 49,3 % respecto a diciembre de 2020. Esta disminución está explicada fundamentalmente por la materialización de la separación por la aplicación de la Ley de giro exclusivo en distribución, por el traspaso de activos y pasivos corrientes a la nueva sociedad Enel Transmisión Chile S.A.

La razón ácida al 30 de septiembre de 2021, alcanzo 0,73 veces, presentando una disminución de 50,0% con respecto al 31 de diciembre de 2020, también principalmente fundamentalmente por la materialización de la separación por la aplicación de la Ley de giro exclusivo en distribución, por el traspaso de activos y pasivos corrientes a la nueva sociedad Enel Transmisión Chile S.A.

El **capital de trabajo** negativo al 30 de septiembre de 2021 fue de menos Ch\$ 108.857 millones, presentando una variación negativa de Ch\$ 292.031 millones respecto a diciembre de 2020, se ve afectado fundamentalmente de la separación por la aplicación de la Ley de giro exclusivo en distribución, por el traspaso de activos y pasivos corrientes a la nueva sociedad Enel Transmisión Chile S.A.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,21 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile S.A. tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,21 veces para el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, versus el 0,83 veces al 31 de diciembre de 2020. Esto muestra una situación empeoramiento de la situación de endeudamiento, lo que es explicado principalmente por el traspaso de activos a la nueva sociedad transmisora.

La **cobertura de costos financieros** a septiembre de 2021 fue de 2,38 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. Este indicador respecto de diciembre de 2020 muestra una baja sustancial por la disminución de los resultados de explotación a septiembre 2021.

El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación disminuyó en un 93,4% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando una disminución de un 6,5% al 30 de septiembre de 2021 respecto a septiembre de 2020, debido principalmente a la disminución en las ventas de energía y peajes, que afectó el margen de contribución.

La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 4,2% por el período terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de un 69,3% respecto del ejercicio anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 2,1% por el período terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de un 72,9% respecto del ejercicio anterior. Esta disminución tiene su explicación por la disminución de activos traspasados a Enel Transmisión Chile S.A. por la aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución y a los menores resultados a septiembre de 2021.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Distribución Chile S.A. generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 2.446 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 2.950 millones con respecto a septiembre de 2020.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Flujo de Operación	23.297	111.689	(88.392)	(79,1%)
Flujo de Inversión	(55.838)	(111.939)	56.101	(50,1%)
Flujo de Financiamiento	30.919	1.578	29.341	1859,4%
Flujo neto del período	(1.622)	1.328	(2.950)	(222,1%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 23.297 millones en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 88.392 millones respecto a septiembre de 2020. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.155.932 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 7.287 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 57 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.078.791 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 18.739 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 26.593 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 5.698 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 1.027 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 8.038 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 1.091 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión presentan un monto negativo de Ch\$ 55.838 millones, en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2021, lo que representa una menor salida de caja de Ch\$ 56.101 millones respecto a septiembre de 2020. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 51.254 millones, compra de activos intangibles por Ch\$ 8.969 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 968 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.137 millones. Lo anterior compensado por cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 6.158 millones e intereses recibidos por Ch\$ 332 millones.

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación presentan un monto negativo de Ch\$ 30.919 millones, en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 29.341 millones respecto a septiembre de 2020. Este flujo está originado principalmente por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 695.858 millones, compensado por traspaso de fondos a Enel Chile S.A. por Contrato de Caja Centralizada (pago) por Ch\$ 641.922 millones, pago de dividendos por Ch\$ 20.117 millones, intereses pagados por Ch\$ 2.327 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 574 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	sept-21	sept-20	sept-21	sept-20
Enel Distribución Chile	50.903	74.668	22.339	33.845
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	350	839	225	189
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	-	12
Total Consolidado Grupo	51.253	75.507	22.564	34.046

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 51.253 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 de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel 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 aplicarán 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 Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada 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 37 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:

	30-06-2021	31-12-2020
Tasa de interés fija	28%	39%

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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados

Riesgo de tipo de cambio

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

Pagos a 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 primer semestre de 2021, 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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros 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 septiembre de 2021, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$1.055 millones en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$2.520 millones, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito

Enel Distribución Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

Cuentas por cobrar comerciales: En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, 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, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago fue suspendida desde marzo de 2020, como medidas de apoyo a clientes más vulnerables adoptadas por Enel

Distribución Chile, y posteriormente en cumplimiento de la Ley N°21.249, que fue prorrogada por segunda vez por la Ley N°21.340 publicada en 22 de mayo de 2021 con una nueva vigencia hasta 31 de diciembre de 2021.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia. Sin embargo, las pérdidas por deterioro se han incrementado al tercer trimestre del 2021 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3.f.3 y 9d).

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).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

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 N°20.018, 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”) 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. Nació el 1 de febrero de 2010 como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

Bajo dependencia 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, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades 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. Hasta la interconexión, el SIC constituía el principal sistema del país, que se extendía longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. Por su parte, el SING cubría la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

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, 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 suelen imponer 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.

a.1 Segmento de Transmisión

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada y Sistemas de Interconexiones Internacionales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, el cual es publicado por CNE para recepción de propuestas de los interesados. El Informe de Plan de Expansión puede recibir observaciones de los participantes y debe ser aprobado finalmente por la CNE.

Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas y obras de ampliación de instalaciones existentes. En el caso de obras nuevas se licita la ejecución, quedando el adjudicatario con la propiedad de la instalación. En el caso de obras de ampliación de instalaciones existentes, el propietario de la instalación original es también propietario de su ampliación, pero debe licitar la construcción de esta. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

La remuneración de las obras nuevas corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. Por su parte, la remuneración de las obras nuevas se conforma por el valor de inversión resultante de la licitación y por el costo de operación y mantenimiento aplicable. En ambos casos, a partir del año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

La normativa vigente define que la transmisión se remunera por la suma de los ingresos tarifarios y la recaudación de los cargos por uso de los sistemas de transmisión. Dichos cargos son definidos (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

a.2 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.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2020

(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. Última modificación Ley N°21.301

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.

(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.

Esta ley entrará en vigencia una vez que se dicte el reglamento respectivo, dentro del plazo de seis meses contado desde la publicación de esta Ley.

(vi) Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

El día 9 de septiembre de 2020 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica que tiene como objetivo modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para introducir la figura del comercializador de energía. De esta manera se desacoplan todos los servicios que se pueden ofrecer a los clientes finales de la empresa distribuidora, con el objetivo de que ésta última se dedique exclusivamente a la operación de sus redes. Se contempla un período transitorio, que será definido mediante futuros decretos, para que consumidores regulados de ciertas zonas puedan ir gradualmente obteniendo la libertad de escoger a su comercializador. El principal punto a discutir en este proyecto de ley trata respecto a la gradualidad de la liberalización del mercado por cuanto se podrían afectar los contratos regulados ya existentes.



(vii) 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.

Plan Normativo CNE 2020

Mediante Resolución Exenta N°776, de fecha 16 diciembre de 2019, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2020. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2020 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2019, cuya elaboración continúa en desarrollo durante el año 2020.

Por medio de las Resoluciones Exentas N°231 y N°313, de fecha 30 de junio de 2020 y 19 de agosto de 2020 respectivamente, se modifica la Resolución Exenta N°776 respecto al plan normativo 2020.

Plan Normativo CNE 2021

Mediante Resolución Exenta N°471, de fecha 15 diciembre de 2020, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2021. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2021 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2020 cuyo proceso de elaboración iniciará o continuará durante el año 2021.

Reglamentos Publicados 2019 - 2020

Reglamento de Servicios Complementarios. Con fecha 27 de marzo de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°113/2017 correspondiente al Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, 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 de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

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 de Valorización de la Transmisión. Con fecha 13 de junio de 2020, el Ministerio de Energía, publicó el Decreto N°10/2019 correspondiente al Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión.

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.

Reglamento Planificación de la Transmisión. Con fecha 30 de octubre de 2020, reingresó a la Contraloría General de la República, el Decreto N°37/2019 que aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual continúa en trámite.

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.

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:

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.

i) 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.

ii) 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.

iii) 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.

iv) 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.

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.

v) 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.

vi) Resolución Exenta que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija el factor de corte y reposición por empresa concesionaria. 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.

vii) 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.

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

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.