

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE
al 31 de marzo de 2022
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 1,5% (+ 30.866 clientes), alcanzando 2.045.881 clientes al 31 de marzo de 2022, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 26.965 y 1.523 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 21.847 millones, lo que representa una disminución de 5,15% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 3.417 GWh a marzo de 2022, aumentando en 3,6% (+118 GWh) respecto a marzo de 2021.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 13,3% alcanzando Ch\$ 284.860 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía totalizaron Ch\$ 226.821 millones, aumentando en un 14,3% respecto el 2021, debido principalmente a un mayor precio de compra y mayor compra física (+ 148 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 4.527 millones, principalmente por el reconocimiento de bonos no recurrentes por acuerdos de negociación colectiva efectuados en 2021.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación disminuyeron en Ch\$ 2.841 millones, como consecuencia de menores costos de Operación y mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 97,0% a marzo de 2022, totalizando Ch\$ 20.142 millones.

- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumentó desde Ch\$ 2.531 millones en marzo de 2021 a Ch\$ 8.192 millones en marzo de 2022, principalmente por un mayor resultado operacional de Ch\$9.916 millones y una mayor utilidad de impuesto a las ganancias por Ch\$77 millones. Lo anterior compensado por una mayor depreciación y amortización Ch\$ 2.079 millones, por mayores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 638 millones y por un menor resultado financiero Ch\$ 1.615 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\$ 1,84 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. 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 31 de marzo de 2022 y 2021:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)			Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado				
	mar-22	mar-21	Var %	mar-22	mar-21
Total Ventas (GWh)	3.417	3.299	3,6%	5,21	5,00

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

Otra información	mar-22	mar-21	Var %
Clientes	2.045.881	2.015.015	1,5%
Clientes/Empleados	3.583	3.462	3,5%



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2022



El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-22	mar-21	Variación	Var %
Venta de Energía	275.740	242.048	33.692	13,9%
Residenciales	155.372	124.959	30.413	24,3%
Comerciales	75.327	69.025	6.302	9,1%
Industriales	20.910	24.871	(3.961)	(15,9%)
Otros Consumidores(*)	24.131	23.193	938	4,0%
Otras Ventas	639	831	(192)	(23,1%)
Ventas de productos y servicios	639	831	(192)	(23,1%)
Otras Prestaciones de Servicios	8.481	9.147	(666)	(7,3%)
Servicio de construcción de empalme	1.850	3.973	(2.123)	(53,4%)
Arriendo equipos de medida	762	837	(75)	(9,0%)
Instalaciones específicas y redes	2.675	1.347	1.328	98,6%
Alumbrado público	1.477	1.530	(53)	(3,5%)
Otras prestaciones	1.717	1.460	257	17,6%
Total Ingresos de actividades ordinarias	284.860	252.026	32.834	13,0%
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	541	255	286	112,2%
Cancelación fuera de plazo de facturación	46	125	(79)	(63,2%)
Recuperación deuda castigada	48	7	41	585,7%
Ingreso por multas a proveedores	87	13	74	569,2%
Otros Ingresos	458	-	458	-
Total Otros ingresos por naturaleza	1.180	400	780	195,0%

(*) 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 31 DE MARZO 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 31 de marzo de 2022 y 2021:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	mar-22	mar-21	Var %	mar-22	mar-21	Var %	mar-22	mar-21	Var %
Residencial	1.833.784	1.806.819	1,5%	155.372	124.959	24,3%	1.401	1.221	14,7%
Comercial	155.641	154.118	1,0%	75.327	69.025	9,1%	498	568	(12,3%)
Industrial	12.045	12.363	(2,6%)	20.910	24.871	(15,9%)	77	160	(51,9%)
Otros	42.782	40.279	6,2%	18.251	16.604	9,9%	170	244	(30,3%)
Peaje	1.629	1.436	13,4%	5.880	6.589	(10,8%)	1.271	1.106	14,9%
Total	2.045.881	2.015.015	1,5%	275.740	242.048	(19,6%)	3.417	3.299	3,6%

(**) 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 marzo de 2022 fue una utilidad de Ch\$ 8.192 millones, comparado con los Ch\$2.531 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2022



A continuación, se presenta la información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-22	mar-21	Variación	Var %
Ingresos	286.040	252.426	33.614	13,3%
Ingresos ordinarios	284.860	252.026	32.834	13,0%
Otros ingresos de explotación	1.180	400	780	195,0%
Aprovisionamientos y Servicios	(244.535)	(213.469)	(31.066)	14,6%
Compras de energía	(226.821)	(198.442)	(28.379)	14,3%
Gastos de transporte	(11.332)	(11.411)	79	(0,7%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(6.382)	(3.616)	(2.766)	76,5%
Margen de Contribución	41.505	38.957	2.548	6,5%
Trabajos para el inmovilizado	2.595	1.871	724	38,7%
Gastos de personal	(8.285)	(12.088)	3.803	(31,5%)
Otros gastos por naturaleza	(15.673)	(18.514)	2.841	(15,4%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	20.142	10.226	9.916	97,0%
Depreciación y amortización	(10.672)	(8.593)	(2.079)	24,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(4.837)	(4.199)	(638)	15,2%
Resultado de Explotación (EBIT)	4.633	(2.566)	7.199	(280,6%)
Resultado Financiero	1.295	2.910	(1.615)	(55,5%)
Ingresos financieros	5.225	3.983	1.242	31,2%
Gastos financieros	(7.053)	(3.076)	(3.977)	129,3%
Resultados por unidades de reajuste	607	187	420	224,6%
Diferencia de cambio	2.516	1.816	700	38,6%
Otros Resultados distintos de la Operación	-	-	-	-
Sociedades contabilizadas por método de participación	-	-	-	-
Resultado Antes de Impuestos	5.928	344	5.584	1623,3%
Impuesto sobre sociedades	2.264	2.187	77	3,5%
Resultado del Período	8.192	2.531	5.661	223,6%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	8.192	2.531	5.661	223,7%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
Utilidad por acción \$ (*)	7,12	2,20	4,92	223,7%

(*) Al 31 de marzo de 2022 y 2021, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 1.150.742.161

RESULTADO DE EXPLOTACION (EBITDA)

El **EBITDA** consolidado ascendió a Ch\$ 20.142 millones al 31 de marzo de 2022, lo que representa un aumento del 97,0% respecto del periodo anterior, donde alcanzó los Ch\$10.226 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 286.040 millones**, mostrando un aumento de Ch\$ 33.614 millones, equivalente a un aumento del 13,3% que se explica principalmente por:

- **Mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 33.691 millones**, debido principalmente a: (i) un aumento del precio medio de venta por Ch\$ 24.163 millones, como consecuencia de un mayor efecto de tipo de cambio; y (ii) una mayor venta física de energía (+118 GWh), fundamentalmente en el segmento residencial, por Ch\$ 9.528 millones.
- Menores **otras prestaciones de servicios** por Ch\$ 666 millones, fundamentalmente por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes y alumbrado público por Ch\$ 2.176 millones compensado por mayores ingresos en instalaciones específicas y redes por Ch\$ 1.328 millones y otras prestaciones por Ch\$ 257 millones.
- Menores ingresos **en otras ventas** por Ch\$ 192 millones, explicado fundamentalmente por menores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.

Lo anterior, fue compensado por:

- Mayores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 780 millones, explicado por: (i) sanciones a clientes (consumos no registrados) y proveedores por Ch\$ 360 millones, y (ii) el reconocimiento de otros ingresos por Ch\$ 458 millones.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 244.535 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 31.066 millones, equivalente a un aumento del 14,6% respecto al período anterior, que se explica por:

- Mayores **compras de energía** por Ch\$ 28.379 millones, debido a una mayor compra física en el periodo (+148 GWh), debido principalmente a un mayor precio medio de compra por Ch\$ 24.124 millones, y a un efecto volumen por Ch\$ 4.255 millones.
- Menores **gastos de transporte** por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 79 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión.
- Mayores **otros costos de aprovisionamientos y servicios** por Ch\$ 2.766 millones, explicado principalmente por mayor reconocimiento de multas SEC por Ch\$ 2.025 millones y por mayores costos por servicios de valor agregado por Ch\$ 741 millones.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$5.690 millones al 31 de marzo de 2022, lo que representa una disminución de Ch\$4.527 millones respecto de marzo de 2021, como consecuencia de: (i) Menores gastos incurridos en pago por bono no recurrente de acuerdo de negociación colectiva por Ch\$ 3.906 millones, (ii) una mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 724 millones, (iii) menor remuneración de Ch\$ 282 millones, producto de una disminución en la dotación del personal, lo que fue compensado por (iv) mayores otros costos recurrentes por Ch\$ 385 millones, relacionados con bonos anuales y reajustes de IPC de remuneraciones, uso de vacaciones, salud y calidad de vida, entre otros.

Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 15.673 millones al 31 de marzo de 2022, lo que representa una disminución de Ch\$ 2.841 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.

Depreciación, Amortización y Deterioro:

La depreciación, amortización y deterioro presentaron un aumento de Ch\$ 2.717 millones respecto del periodo de 2021, explicado principalmente por (i) mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 1.719 millones, (ii) mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y el traspaso a explotación por Ch\$ 1.143 millones, y (iii) aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) Ch\$ 638 millones, explicado principalmente por mayores provisiones del período, compensado por (iv) menor amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 783 millones.

Resultado No Operacional:

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-22	mar-21	Variación	%
Ingresos Financieros	5.225	3.983	1.242	31,2%
Gastos Financieros	(7.053)	(3.076)	(3.977)	129,3%
Diferencias de Cambio	2.516	1.816	700	38,6%
Resultados por Unidades de Reajuste	607	187	420	224,6%
Total Resultado Financiero	1.295	2.910	(1.615)	(55,5%)
Resultado Antes de Impuesto	5.928	344	5.584	1623,3%
Impuesto sobre Sociedades	2.264	2.187	77	3,5%
Resultado del Año	8.192	2.531	5.661	223,6%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>8.192</i>	<i>2.531</i>	<i>5.661</i>	<i>223,7%</i>
Atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-

Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 1.615 millones con respecto al periodo anterior, que se explica fundamentalmente por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 1.242 millones, que se explican por (i) por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$497 millones, (ii) por un mayor rendimiento financiero por operaciones con bancos por Ch\$ 488, y (iii) mayores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 257 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 3.977 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\$ 3.287 millones, (ii) por mayores intereses por contratos de factoring por Ch\$ 581 millones, (iii) por mayores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 257 millones; compensado por menores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 148 millones.

Mayor utilidad por diferencias de cambio por Ch\$ 700 millones, explicada principalmente por una mayor diferencia de cambio positiva generada en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 3.690 millones, compensado por una menor diferencia de cambio positiva del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 1.606 millones y por una mayor diferencia de cambio negativa generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 1.580 millones.

La Compañía registró durante el periodo una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 21.956 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\$ 2.264 millones de utilidad al 31 de marzo 2022, lo que representa una mayor utilidad por impuesto de Ch\$ 77 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por una mayor utilidad por impuesto de Ch\$ 2.088 millones por efectos de corrección monetaria, la que se compensa con un mayor gasto por impuesto de Ch\$ 1.944 millones correspondiente a mejores resultados de explotación de la compañía.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	mar-22	dic-21	Variación	Var %
Activos Corrientes	404.847	355.550	49.297	13,9%
Activos No Corrientes	1.295.372	1.276.352	19.020	1,5%
Total Activos	1.700.220	1.631.903	68.317	4,2%

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 31 de marzo de 2022, **augmentaron en Ch\$ 68.317 millones**, correspondiente a un 4,2%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2021, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de Ch\$ 49.297 millones al 31 de marzo de 2022 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 386 millones**, que se explica principalmente por un menor saldo en bancos por Ch\$ 390 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 46.037 millones**, principalmente por una mayor facturación de energía en el periodo por Ch\$ 149.446 millones y otras prestaciones de servicios por Ch\$ 812 millones, lo anterior compensado con una menor factorización de la deuda de clientes de energía por Ch\$ 62.984 millones, una menor provisión de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 18.334 millones, una mayor recaudación por servicios de empalmes Ch\$ 16.977 millones, un incremento en la estimación de deudores incobrables por Ch\$ 4.465 millones y una disminución por pagos de bonos de cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 1.461 millones.
- **Aumento de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 378 millones**, que se explica principalmente por (i) aumento de costos asociados a proyectos de nuevas conexiones por Ch\$ 728 millones; (ii) disminución por devolución de impuestos (IVA) por Ch\$ 334 millones y (iii) disminución de gastos anticipados de seguros por Ch\$ 78 millones.
- **Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 3.561 millones**, explicado por el aumento de impuestos por recuperar de años anteriores.

- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 509 millones**, que se explica principalmente por aumento de cuentas por cobrar por caja centralizada a Enel Chile por Ch\$ 5.750 millones, lo anterior se compensa parcialmente por disminución de (i) cuentas por cobrar a Enel Transmisión Chile S.A. por otros servicios por Ch\$ 3.884 millones, (ii) cuentas a cobrar por otros servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 604 millones y (iii) cuentas a cobrar a Enel Generación Chile S.A. de otros servicios por Ch\$ 536 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 19.020 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2021, alcanzando los Ch\$ 1.295.372 millones al 31 de marzo 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\$ 2.219 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\$ 4.005 millones, compensado por la disminución de deudores por Leasing de largo plazo por Ch\$ 1.689 millones y disminución de otras cuentas por cobrar por Ch\$ 97 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 13.033 millones**, que corresponde principalmente a nuevas inversiones del período por Ch\$ 19.958 millones, parcialmente compensado por la depreciación del período por Ch\$ 8.289 millones.
- **Disminución neta de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 1.000 millones**, que corresponde principalmente a un incremento de inversiones del período por Ch\$ 1.889 millones, lo que se compensa por la amortización del período por Ch\$ 2.889 millones.
- **Aumento de Activos por Impuestos Diferidos Ch\$ 5.417 millones**, que corresponde principalmente a un efecto positivo generado por depreciación de activo fijo por Ch\$ 3.083 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2022



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	mar-22	dic-21	Variación	Var %
Pasivo Corriente	520.765	597.096	(76.331)	(12,8%)
Pasivo No corriente	493.851	355.313	138.538	39,0%
Patrimonio Total	685.603	679.494	6.110	0,9%
Atribuible a los propietarios de la controladora	685.603	679.494	6.110	0,9%
Participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
Total Patrimonio y Pasivos	1.700.220	1.631.903	68.317	4,2%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 31 de marzo de 2022, incluido el Patrimonio, disminuyeron en **Ch\$ 68.317 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2021, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan una disminución de **Ch\$ 76.331 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 17.811 millones**, que se explica principalmente por (i) menores cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 39.229 millones, (ii) menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 3.864 millones y (iii) menores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 1.403 millones. Lo anterior compensado parcialmente por (iv) aumento de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 26.609 millones.
- **Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 63.935 millones**, que explica principalmente por (i) menores obligaciones con Enel Chile S.A. producto de un menor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada por Ch\$ 65.303 millones y menores dividendos por pagar por Ch\$ 1.038 millones, (ii) menores obligaciones por peajes y otros servicios con Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 7.883 millones, compensado por (iii) mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por concepto de compras de energía por Ch\$ 4.908 millones y otros servicios por Ch\$ 125 millones, (iv) aumento de préstamo estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 2.954 millones, (v) mayores obligaciones con Enel Global Infrastructure and Network por servicios técnicos e informáticos por Ch\$ 1.036 millones.
- **Aumento de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 4.324 millones**, se explica principalmente por mayores obligaciones de impuestos por Ch\$ 2.246 millones y aumento de obligaciones por trabajos en construcción de empalmes y traslado de redes por Ch\$ 1.839 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 138.538 millones** al 31 de marzo de 2022, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 2.552 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\$ 134.057 millones**, que corresponde principalmente a un aumento préstamo con la matriz Enel Chile S.A. por Ch\$ 134.000 millones.
- **Aumento de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 2.118 millones**, se explica por aumento de provisiones de litigios.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 685.603 millones al 31 de marzo de 2022

- **El patrimonio neto aumento en Ch\$ 6.110 millones respecto de diciembre de 2021** y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 8.192 millones y disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$2.082 millones.



La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-22	dic-21	mar-21	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,78	0,60		0,18	30,0%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,77	0,59		0,18	30,5%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(115.918)	(241.545)		125.627	(52,0%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,48	1,40		0,08	5,7%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	51,0%	63,0%		(12,0%)	(19,0%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	49,0%	37,0%		12,0%	32,4%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,13	2,52		2,61	103,6%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	1,62%		-1,0%	2,6%	262,0%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	3,3%		7,6%	(4,3%)	(57,0%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	1,3%		4,0%	(2,7%)	(66,5%)

(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 31 de diciembre 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 31 de marzo y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

La **liquidez corriente** al 31 de marzo de 2022 alcanzó 0,78 veces, presentando un aumento de 30,00 % 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, con la disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

La **razón ácida** al 31 de marzo de 2022, alcanzo 0,77 veces, presentando un aumento de 30,5% con respecto al 31 de diciembre de 2021, también principalmente por el aumento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, con la disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

El **capital de trabajo** negativo al 31 de marzo de 2022 fue de menos Ch\$115.918 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 125.627 millones respecto a diciembre de 2021, aumento explicado fundamentalmente por el aumento de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, con la disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas y cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,48 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile S.A. tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,48 veces para el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2022, versus el 1,40 veces al 31 de diciembre de 2021. Esto muestra una situación 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 marzo de 2022 fue de 5,13 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 una importante disminución de los costos financieros a marzo 2022.

El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación aumento en un 262,0% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un aumento de un 2,6% al 31 de marzo de 2022 respecto a marzo de 2021, debido principalmente por aumento de los ingresos ordinarios y una disminución de los costos de personal.

La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 3,3% por el período terminado al 31 de marzo de 2022, lo que representa una disminución de un 4,3% respecto del ejercicio anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 1,3% por el período terminado al 31 de marzo de 2022, lo que representa una disminución de un 66,5% respecto del ejercicio anterior. Esta disminución tiene su explicación por los efectos producidos en 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 anualizados a marzo de 2022.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El Grupo Enel Distribución Chile S.A. generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 616 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2022, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 260 millones con respecto a diciembre de 2021.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	mar-22	mar-21	Variación	Var %
Flujo de Operación	(43.979)	29.791	(73.770)	(247,6%)
Flujo de Inversión	(22.844)	(24.293)	1.449	(6,0%)
Flujo de Financiamiento	66.207	(7.547)	73.754	(977,3%)
Flujo neto del período	(616)	(2.049)	1.433	(69,9%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación presentan un monto negativo por Ch\$ 43.979 millones, por el periodo de tres meses terminados al 31 de marzo de 2022, lo que representa una variación negativa de Ch\$22.757 millones respecto a diciembre de 2021. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 346.517 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$3.025 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 282 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$377.962 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 592 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 8.714 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 5.845 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 641 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 49 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión presentan un monto negativo de Ch\$ 22.844 millones, en el periodo de tres meses terminados el 31 de marzo de 2022, lo que representa una mayor entrada de caja de Ch\$ 50.542 millones respecto a diciembre de 2021. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 54.705 millones, incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 15.425 millones, compra de activos intangibles por Ch\$ 743 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 2.080 millones. Lo anterior compensado por cobros a entidades relacionadas por Ch\$ 48.954 millones, cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 500 millones e intereses recibidos por Ch\$ 655 millones.



Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación presentan un monto positivo de Ch\$ 66.207 millones, en el periodo de tres meses terminados el 31 de marzo de 2022, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 28.045 millones respecto a diciembre de 2021. Este flujo está originado principalmente por fondos recibidos mediante el Contrato de Caja Centralizada desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 215.016 millones, compensado por fondos transferidos a Enel Chile S.A. mediante el Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 146.212 millones, pago de dividendos por Ch\$ 1.047 millones, intereses pagados por Ch\$ 1.453 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 97 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo y su depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	mar-22	mar-21	mar-22	mar-21
Enel Distribución Chile	15.230	19.857	8.191	7.084
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	194	125	99	62
Total Consolidado Grupo	15.424	19.982	8.290	7.146

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 15.424 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:

	31-03-2022	31-12-2021
	%	%
Tasa de interés fija	42%	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 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 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 31 de marzo de 2022, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$1.446.281 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, 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 Básicos -y que durante 2021 se publicaron

dos prórrogas- 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°21.243 estableció un cronograma de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N°21.249, 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 31 de diciembre, 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.

La cartera del Grupo ha demostrado, hasta la fecha, resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Todo esto gracias a un fortalecimiento de los canales de cobranza digital y una sólida diversificación de clientes comerciales que han tenido una baja exposición a los impactos del COVID-19.

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.

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. El 18 de marzo 2022 fue reingresado a Contraloría General de la Republica el Decreto que aprueba el Reglamento respectivo, Este Decreto entrará en vigencia una vez que la Contraloría toma de razón y se publique en el Diario Oficial de la República de Chile.

(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 4 de marzo de 2022, se ha promulgado el Plan Nacional de Eficiencia Energética, el cual ha ingresado a Contraloría General de la Republica el Plan Nacional de Eficiencia. Este decreto aún no toma de razón por parte de la Contraloría. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigencia.

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 ha ingresado a Contraloría General de la Republica el Plan Nacional de Eficiencia. Este decreto aún no toma de razón por parte de la Contraloría. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigencia.

(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.



A la fecha, se espera la publicación del Decreto que establezca el procedimiento de pago de los subsidios y demás normas necesarias para la implementación de la Ley N°21.423.

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 - 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 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.

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.

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°111T/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°111T/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.

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.

- 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

Actualmente este proceso se encuentra en desarrollo y por ende las tarifas están siendo aplicadas de acuerdo a fijación tarifaria 2016-2020.

c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

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 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.

El 30 de marzo de 2022 se 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. El plazo máximo para presentación de antecedentes indicados será hasta el viernes 29 de abril de 2022.

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.