

**ANÁLISIS RAZONADO**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE**  
al 31 de marzo de 2021  
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

**RESUMEN EJECUTIVO**

- El número de clientes se incrementó en 1,8% (+ 35.338 clientes), alcanzando 2.015.015 clientes al 31 de marzo de 2021, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 31.634 y 2.373 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 24.317 millones, lo que representa un aumento de 25,17% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 4.010 GWh a marzo de 2021, disminuyendo en 7,1% (-307 GWh) respecto a marzo de 2021.
- Los ingresos operacionales disminuyeron en un 30,0% alcanzando Ch\$ 252.426 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\$ 198.442 millones, disminuyendo en un 28,2%, respecto el 2020, debido principalmente por un menor precio promedio de compra y por una menor compra física (-389 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 3.653 millones, principalmente por reconocimiento de bonos no recurrentes por acuerdos de negociación colectiva.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación disminuyeron en Ch\$ 1.490 millones, como consecuencia de menores costos asociados de Operación y Mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 77,8% a marzo de 2021, totalizando Ch\$ 10.225 millones.

- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 25.275 millones en marzo de 2020 a Ch\$ 2.531 millones en marzo de 2021, principalmente por un menor resultado operacional de Ch\$ 35.907 millones, impactando el período actual el efecto de la separación del negocio de transmisión y la venta del negocio de comercialización de clientes libres, menor depreciación y amortización Ch\$ 4.878 millones y menores pérdidas por deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 84 millones. Lo anterior compensado por menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 8.161 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\$ 3,2 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 al largo de 2021, 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., surgió 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 nuestras subsidiarias 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 31 de marzo de 2021 y 2020:

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2021



Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)			Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			mar-21	mar-20
	mar-21	mar-20	Var %		
Total Ventas (GWh)	4.010	4.317	(7,1%)	5,00	5,25

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

Otra información	mar-21	mar-20	Var %
Clientes	2.015.015	1.979.677	1,8%
Clientes/Empleados	3.462	2.633	31,5%

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 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-21	mar-20	Variación	Var %
<b>Venta de Energía</b>	<b>242.048</b>	<b>336.864</b>	<b>(94.816)</b>	<b>(28,1%)</b>
Residenciales	124.959	135.540	(10.581)	(7,8%)
Comerciales	69.025	119.496	(50.471)	(42,2%)
Industriales	24.871	46.923	(22.052)	(47,0%)
Otros Consumidores(*)	23.193	34.905	(11.712)	(33,6%)
<b>Otras Ventas</b>	<b>831</b>	<b>683</b>	<b>148</b>	<b>21,7%</b>
Ventas de productos y servicios	831	683	148	21,7%
<b>Otras Prestaciones de Servicios</b>	<b>9.147</b>	<b>20.821</b>	<b>(11.674)</b>	<b>(56,1%)</b>
Peajes de transmisión y transporte	-	9.669	(9.669)	(100,0%)
Servicio de construcción de empalme	837	823	14	1,7%
Arriendo equipos de medida	3.973	2.810	1.163	41,4%
Instalaciones específicas y redes	1.347	1.631	(284)	(17,4%)
Alumbrado público	1.530	3.363	(1.833)	(54,5%)
Otras prestaciones	1.460	2.525	(1.065)	(42,2%)
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>252.026</b>	<b>358.368</b>	<b>(106.342)</b>	<b>(29,7%)</b>
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	255	755	(500)	(66,2%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	125	132	(7)	(5,3%)
Recuperación deuda castigada	8	45	(37)	(82,2%)
Ingreso por multas a proveedores	13	196	(183)	(93,4%)
Otros Ingresos	-	46	(46)	(100,0%)
<b>Total Otros ingresos por naturaleza</b>	<b>401</b>	<b>1.174</b>	<b>(773)</b>	<b>(65,8%)</b>

(\*) 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 2021



A Continuación, se presenta la información comparativa de la venta de energía de Enel Distribución Chile S.A. y filiales, en términos acumulados al 31 de marzo de 2021 y 2020:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	mar-21	mar-20	Var %	mar-21	mar-20	Var %	mar-21	mar-20	Var %
Residencial	1.806.819	1.775.185	1,8%	124.959	135.540	(7,8%)	1.221	1.147	6,5%
Comercial	154.118	151.745	1,6%	69.025	119.496	(42,2%)	568	1.348	(57,9%)
Industrial	12.363	12.471	(0,9%)	24.871	46.923	(47,0%)	160	469	(65,9%)
Peaje	1.436	747	92,2%	6.589	4.374	50,6%	1.817	1.119	62,4%
Otros	40.279	39.529	1,9%	16.604	30.531	(45,6%)	243	233	4,5%
<b>Total</b>	<b>2.015.015</b>	<b>1.979.677</b>	<b>1,8%</b>	<b>242.048</b>	<b>336.864</b>	<b>(28,2%)</b>	<b>4.010</b>	<b>4.317</b>	<b>(7,1%)</b>

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

## 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 marzo de 2021 fue una utilidad de Ch\$ 2.531 millones, comparado con los Ch\$ 25.275 millones de utilidad registrados en el periodo anterior.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados al 31 de marzo de 2021 y 2020:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-21	mar-20	Variación	Var %
<b>Ingresos</b>	<b>252.426</b>	<b>359.541</b>	<b>(107.115)</b>	<b>(30%)</b>
Ingresos ordinarios	252.026	358.368	(106.342)	(29,7%)
Otros ingresos de explotación	400	1.174	(773)	(65,9%)
<b>Aprovisionamientos y Servicios</b>	<b>(213.469)</b>	<b>(286.840)</b>	<b>73.371</b>	<b>(25,6%)</b>
Compras de energía	(198.442)	(276.509)	78.067	(28,2%)
Gastos de transporte	(11.411)	(6.106)	(5.305)	86,9%
Otros aprovisionamientos y servicios	(3.616)	(4.225)	609	(14,4%)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>38.957</b>	<b>72.701</b>	<b>(33.744)</b>	<b>(46,4%)</b>
Trabajos para el inmovilizado	1.871	1.660	210	12,7%
Gastos de personal	(12.088)	(8.225)	(3.863)	47,0%
Otros gastos por naturaleza	(18.514)	(20.004)	1.490	(7,5%)
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>10.225</b>	<b>46.132</b>	<b>(35.907)</b>	<b>(77,8%)</b>
Depreciación y amortización	(8.593)	(11.261)	2.668	(23,7%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(4.199)	(4.283)	84	(2,0%)
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>(2.567)</b>	<b>30.588</b>	<b>(33.155)</b>	<b>(108,4%)</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>2.910</b>	<b>659</b>	<b>2.250</b>	<b>341,2%</b>
Ingresos financieros	3.983	3.545	438	12,4%
Gastos financieros	(3.076)	(2.628)	(448)	17,1%
Resultados por unidades de reajuste	187	236	(49)	(20,8%)
Diferencia de cambio	1.815	(494)	2.309	(467,3%)
<b>Otros Resultados distintos de la Operación</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Otras inversiones	-	-	-	-
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>343</b>	<b>31.248</b>	<b>(30.905)</b>	<b>(98,9%)</b>
Impuesto sobre sociedades	2.187	(5.973)	8.161	(136,6%)
<b>Resultado del Período</b>	<b>2.530</b>	<b>25.275</b>	<b>(22.744)</b>	<b>(90,0%)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>2.531</b>	<b>25.275</b>	<b>(22.744)</b>	<b>(90,0%)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
<b>Utilidad por acción \$ (*)</b>	<b>2,20</b>	<b>21,96</b>	<b>(19,76)</b>	<b>(90,0%)</b>

(\*) Al 31 de marzo de 2021 y 2019, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 1.150.742.161

## RESULTADO DE EXPLOTACION(EBITDA)

El **EBITDA** consolidado ascendió a Ch\$ 10.225 millones al 31 de marzo de 2021, lo que representa una disminución del 77,8% respecto del periodo anterior, donde alcanzó los Ch\$ 46.132 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 252.426 millones**, una disminución de Ch\$ 107.115 millones, equivalente a una disminución de 30% que se explica principalmente por:

- Menores **ingresos por venta de energía** por Ch\$ 94.816 millones, debido principalmente a (i) una menor venta física de energía (-307 GWh), equivalente a Ch\$ 23.969 millones, debido fundamentalmente a menores ventas en los segmentos comercial e industrial (-47 GWh), por efecto de venta del negocio de comercialización de clientes libres (-927 GWh) a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A., compensado por una mayor facturación de peajes (+667 GWh), y por efecto de las restricciones sanitarias establecidas en distintas comunas de Santiago producto de la pandemia por COVID-19, (ii) menor precio medio de venta expresado en pesos, producto de un menor efecto de tipo de cambio en el periodo por Ch\$ 70.846 millones.
- Menores **otras prestaciones de servicios** por Ch\$ 11.674 millones, fundamentalmente por (i) menores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal transferido a la sociedad Enel Trasmisión Chile por Ch\$ 9.599 millones y (ii) menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes por Ch\$ 2.051 millones.
- Menores **otros ingresos de explotación** por Ch\$ 773 millones, explicado principalmente por: (i) menor ingresos por recuperación de consumos no registrados (CNR) por Ch\$545 millones y (ii) menor indemnización por siniestros de compañías de seguros obtenida en año 2020 por Ch\$ 208 millones

Lo anterior, compensado por:

- Mayores ingresos **en otras ventas** por Ch\$ 148 millones, explicado fundamentalmente por menores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 213.469 millones**, lo que represente una disminución de Ch\$ 73.371 millones, en línea con el año anterior, que se explica por:

- Menores **compras de energía** por Ch\$ 78.067 millones, debido principalmente a: (i) menor precio promedio de compra por Ch\$ 54.421 millones, (ii) una menor compra física en el periodo (-388 GWh) por Ch\$ 23.646 millones, por efecto de menor compra de energía por venta del negocio de comercialización de clientes libres (-940 GWh) que fueron transferidos a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A., compensado con una mayor facturación de peajes por (+552 GWh).
- Mayores **gastos de transporte** por peajes de transmisión zonal por Ch\$ 5.305 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión, representados principalmente por Enel Trasmisión Chile.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- Menores **otros costos de provisionamientos y servicios** por Ch\$ 609 millones, explicado principalmente por menores provisiones por litigios SEC por Ch\$ 2.319 millones, compensado por (i) mayores conexiones de clientes por Ch\$ 1.584 millones; (ii) Indemnizaciones a terceros por calidad de suministro por Ch\$ 126 millones.

**Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 10.217 millones al 31 de marzo de 2021**, lo que representa un aumento de Ch\$ 3.653 millones respecto del año 2020, como consecuencia principalmente de: (i) Mayores gastos incurridos en pago por bono no recurrente de acuerdo de negociación colectiva por Ch\$ 4.009 millones, (ii) incremento de gastos por pago de bono anual Ch\$ 328 millones, (iii) mayores gastos por concepto de menor uso de vacaciones e incrementos en costos de salud y calidad de vida M\$ 247 millones, (iv) mayores costos por retiros por Ch\$ 172 millones, todo lo anterior compensado por disminución de dotación de personal, quienes fueron transferidos a la sociedad Enel Trasmisión Chile S.A., lo que implica una disminución en las remuneraciones por Ch\$ 893 millones y mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 210 millones.

**Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 18.514 millones al 31 de marzo de 2021**, lo que representa una disminución de Ch\$ 1.490 millones respecto al periodo anterior, explicado principalmente por: (i) menores costos por operación y mantenimiento por Ch\$ 1.168 millones, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores) y servicios de mantenimiento y reparación; (ii) menores costos asociados a plan de pérdidas por Ch\$ 304 millones.



### Depreciación, Amortización y Deterioro:

Disminución en Ch\$ 2.752 millones respecto del periodo de 2020, explicado principalmente por: (i) una menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 84 millones, (ii) una menor amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 833 millones; y (iii) una menor depreciación del activo inmovilizado por Ch\$ 1.946 millones, principalmente por efecto de disminución de activos, los cuales fueron transferidos a Enel Transmisión Chile, producto de la separación de la sociedad en cumplimiento de la Ley de giro exclusivo en distribución.

### Resultado No Operacional:

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			
	mar-21	mar-20	Variación	%
Ingresos Financieros	3.983	3.545	438	12,4%
Gastos Financieros	(3.076)	(2.628)	(448)	17,1%
Diferencias de Cambio	1.815	(494)	2.309	(467,3%)
Resultados por Unidades de Reajuste	187	236	(49)	(20,8%)
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>2.910</b>	<b>659</b>	<b>2.250</b>	<b>341,2%</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>343</b>	<b>31.248</b>	<b>(30.905)</b>	<b>(98,9%)</b>
Impuesto sobre Sociedades	2.187	(5.973)	8.161	(136,6%)
<b>Resultado del Año</b>	<b>2.531</b>	<b>25.275</b>	<b>(22.744)</b>	<b>(90,0%)</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<b>2.531</b>	<b>25.275</b>	<b>(22.744)</b>	<b>(90,0%)</b>
Atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%

### **Resultado Financiero**

El resultado financiero aumentó en Ch\$ 2.250 millones con respecto al periodo anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

**Mayores ingresos financieros** por Ch\$ 438 millones, que se explican fundamentalmente por mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 454 millones, por mayores ingresos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 165 millones, lo anterior compensado por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 181 millones.

**Mayores gastos financieros** por Ch\$ 448 millones, principalmente explicados por (i) mayores intereses por contratos de Factoring por Ch\$ 770 millones; (ii) actualización a valor presente de cuentas por cobrar comerciales por convenios de L.P por Ch\$ 184 millones; (iii) por mayores gastos financieros relacionados a los flujos de financiamiento que obtuvo la compañía de Enel Chile S.A. a través de Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 47 millones, lo anterior compensado por (i) por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 164 millones; (ii) menores gastos financieros y comisiones bancarias por Ch\$ 368 millones, principalmente por menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 349 millones.

**Mayor utilidad por diferencias de cambio** por Ch\$ 2.309 millones, explicada principalmente por una mayor diferencia de positiva generada por la liquidación de contratos forwards por Ch\$ 1.102 millones, por una mayor diferencia de cambio positiva del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 2.210 millones, lo anterior compensado por una mayor diferencia cambio negativa generados en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 1.003 millones.

Adicionalmente fueron reconocidos por efecto de mecanismo de ley de estabilización de precios, mayores Ingresos y costos financieros por Ch\$ 820 millones respectivamente. Además, la Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 3.109 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\$ 2.187 millones de utilidad a marzo 2021, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 8.161 millones respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 8.344 millones asociado a un menor resultado de explotación de la compañía.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	mar-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	261.556	578.158	(316.602)	(54,8%)
Activos No Corrientes	1.105.696	1.073.049	32.647	3,0%
<b>Total Activos</b>	<b>1.367.252</b>	<b>1.651.207</b>	<b>(283.955)</b>	<b>(17,2%)</b>

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 31 de marzo de 2021, **disminuyeron en Ch\$ 283.955 millones**, correspondiente a un 17,2%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2020, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron una **disminución de Ch\$ 316.602 millones** al 31 de marzo de 2021 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 180 millones**, que se explica principalmente por un menor saldo en bancos por Ch\$ 191 millones.
- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 29.817 millones**, principalmente por (i) disminución de clientes de energía por la operación de Factoring de la deuda por Ch\$ 21.939 millones; (ii) disminución por traspaso de las cuentas comerciales de clientes libres a la empresa Enel Generación Chile por Ch\$ 13.128 millones, (iii) mayor estimación de deudores incobrables por Ch\$ 5.743 millones; (iv) disminución de anticipos al personal por Ch\$ 4.280 millones; (v) disminución de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 3.001 millones; (vi) disminución de otras prestaciones de servicios por Ch\$ 262 millones, todo lo anterior compensado por una mayor facturación de energía en el periodo por Ch\$ 17.610 millones y anticipo a proveedores por Ch\$ 927 millones.

- **Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 752 millones**, que se explica principalmente por disminución de costos asociados a proyectos de alumbrado.
- **Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 7.219 millones**, explicado principalmente por aumento de pagos provisionales.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 29.620 millones**, que se explica principalmente por aumento de (i) cuenta a cobrar a Enel Generación Chile por venta de cartera de clientes libres por Ch\$ 21.478 millones, cuenta por cobrar por peajes por Ch\$ 1.331 millones y otros servicios por Ch\$ 373 millones, (ii) cuenta por cobrar por peajes Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 4.689 millones, (iii) cuentas a cobrar por servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 1.185 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\$ 32.647 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, alcanzando los Ch\$ 1.105.696 millones al 31 de diciembre de 2020. 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\$ 16.826 millones**, que se explica por un aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 17.409 millones, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según ley N° 21.185 del Ministerio de Energía por Ch\$ 18.570 millones y disminución de deudores por Leasing largo plazo por Ch\$ 583 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 14.129 millones**, que corresponde principalmente a nuevas inversiones del período por Ch\$ 21.045 millones, parcialmente compensado por menor depreciación por Ch\$ 7.146 millones.
- **Disminución neta de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 2.102 millones**, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 3.272 millones que se compensa por amortización del período por Ch\$ 1.170 millones.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2021



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	mar-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	321.928	394.985	(73.057)	(18,5%)
Pasivo No corriente	369.379	355.578	13.801	3,9%
Patrimonio Total	675.945	900.645	(224.700)	(25,0%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	675.945	900.645	(224.700)	(25,0%)
Participaciones no controladoras	-	-	-	0,0%
<b>Total Patrimonio y Pasivos</b>	<b>1.367.252</b>	<b>1.651.207</b>	<b>(283.955)</b>	<b>(17,2%)</b>

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 31 de marzo de 2021, incluido el Patrimonio, disminuyeron en **Ch\$ 283.955 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan una disminución de **Ch\$ 73.057 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\$ 3.280 millones**, que se explica principalmente por un aumento de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 24.531 millones y mayores cuentas por pagar por compra de activos por Ch\$ 2.561 millones, compensado parcialmente por menores cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 18.864 millones y menores cuentas por pagar al personal por Ch\$ 4.911 millones.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 19.439 millones**, que explica principalmente por (i) mayores dividendos por pagar por Ch\$ 664 millones, aumento de otros servicios por Ch\$ 3.187 millones y mayores préstamos por pagar de Ch\$ 575 millones, (ii) mayores obligaciones por peajes y otros servicios con Enel Transmisión Chile S.A. por Ch\$ 19.230 millones, (iii) mayores obligaciones por otros servicios con Enel X Chile Spa por Ch\$ 2.726 millones, lo anterior compensado (i) menores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 6.989 millones, producto de un menor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 1.286 millones**, que se explica principalmente por disminución de obligaciones por trabajos en construcción de empalmes y traslado de redes por Ch\$ 67 millones y Ch\$ 1.473 millones respectivamente, lo anterior se compensa parcialmente por mayores obligaciones por impuestos por Ch\$ 432 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 un aumento de **Ch\$ 13.801 millones** al 31 de marzo de 2021, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 11.746 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\$ 6.823 millones**, que corresponde a un aumento de deuda por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria con Enel Generación Chile por Ch\$ 6.632 millones y Enel Green Power Chile S.A. por Ch\$ 191 millones.
- **Disminución de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 1.659 millones**, se explica por disminución de provisiones de litigios.
- **Disminución de pasivo por impuestos diferidos por Ch\$ 1.646 millones**, se explica principalmente por disminuciones asociadas a impuestos diferidos de activo fijo por Ch\$ 4.503 millones, compensado parcialmente por aumento de otros impuestos diferidos por Ch\$ 2.914 millones.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 1.216 millones**, se explica principalmente por traspasos de empleados a otras sociedades del Grupo.

**El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 675.945 millones al 31 de marzo de 2021**

- **El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 224.700 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 un aumento por la venta de cartera de clientes libres por Ch\$ 6.113 millones, lo anterior compensa un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 2.531 millones y aumento de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 349 millones.

**La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:**

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	mar-21	dic-20	mar-20	Variación	Variación %
<b>Liquidez</b>	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,81	1,46		(0,65)	(44,5%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,80	1,46		(0,66)	(45,2%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(60.372)	183.174		(243.546)	(133,0%)
<b>Endeudamiento</b>	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,02	0,83		0,19	22,9%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	47,0%	53,0%		(6,0%)	(11,3%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	53,0%	47,0%		6,0%	12,8%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	9,52	9,44		0,08	0,8%
<b>Rentabilidad</b>	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	-1,0%		8,5%	(9,5%)	(111,8%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	7,6%		13,9%	(6,3%)	(45,5%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	4,0%		8,0%	(4,0%)	(50,6%)

(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 marzo 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 2021 alcanzó 0,81 veces, presentando una disminución de 44,5 % 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.

La **razón ácida** al 31 de marzo de 2021, alcanzo 0,80 veces, presentando una disminución de 0,66% 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.

El **capital de trabajo** negativo al 31 de marzo de 2021 fue de Ch\$ 60.372 millones, presentando una variación negativa de Ch\$ 243.546 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, depurado este efecto el capital de trabajo a marzo de 2021 sería negativo de Ch\$ 15.209 millones.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,02 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,02 veces para el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2021, versus el 0,83 veces al 31 de diciembre de 2020. Esto muestra una situación empeoramiento de la situación de endeudamiento explicado principalmente por el traspaso de activos a la nueva sociedad transmisora.

La **cobertura de costos financieros** a diciembre de 2020 fue de 9,52 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. Este indicador respecto de diciembre de 2020 muestra un comportamiento muy similar, alcanzando una variación de un 0,8%.

El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación, disminuyó en un 111,8% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando una disminución de un 1,0% al 31 de marzo de 2021, debido a la disminución en ventas de energía y peaje.

La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 7,6% por el período terminado al 31 de marzo de 2021, lo que representa una disminución de un 45,5% respecto del ejercicio anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 4,0% por el período terminado al 31 de marzo de 2021, lo que representa una disminución de un 50,6% 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 menores resultados a marzo 2021.

### **3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO**

Grupo Enel Distribución Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 2.049 millones por el período terminado al 31 de marzo de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 3.377 millones con respecto a diciembre de 2020.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	mar-21	dic-20	Variación	Var %
Flujo de Operación	29.791	111.689	(81.898)	(73,3%)
Flujo de Inversión	(24.293)	(111.939)	87.646	(78,3%)
Flujo de Financiamiento	(7.548)	1.578	(9.126)	(578,3%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(2.049)</b>	<b>1.328</b>	<b>(3.377)</b>	<b>(254,3%)</b>



**Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 29.791 millones en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021**, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 81.898 millones respecto a diciembre de 2020. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 382.154 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 1.896 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 35 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 328.601 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 10.150 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 7.338 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 7.954 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 240 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 9 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 2 millones.

**Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión fueron Ch\$ 24.293 millones, en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021**, lo que representa una menor salida de caja de Ch\$ 87.646 millones respecto a diciembre de 2020. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 19.982 millones, compra de activos intangibles por Ch\$ 4.276 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 161 millones y otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.138 millones. Lo anterior compensado por cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por Ch\$ 1.264 millones.

**Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación fueron Ch\$ 7.548 millones, en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021**, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 9.126 millones respecto a diciembre de 2021. Este flujo está originado principalmente por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 189.952 millones, compensado por traspaso de fondos a Enel Chile S.A. por Contrato de Caja Centralizada (pago) por Ch\$ 197.244 millones, intereses pagados por Ch\$ 136 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 120 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 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipo (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedades, Planta y Equipo		Depreciación	
	mar-21	mar-20	mar-21	mar-20
Enel Distribución Chile	19.857	24.801	7.084	9.027
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	125	517	62	62
Empresa de Transmisión Chena S.A.				4
<b>Total Consolidado Grupo ENEL CHILE</b>	<b>19.982</b>	<b>25.318</b>	<b>7.146</b>	<b>9.093</b>

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 19.982 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:

	31-03-2021	31-12-2020
Tasa de interés fija	2%	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 trimestre 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 31 de marzo de 2021, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de MCh\$2.340.454 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de MCh\$2.520.022, 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 y en la Ley N°21.301 promulgadas en agosto de 2020 y en diciembre 2020, respectivamente, con vigencia hasta mayo 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 en el primer trimestre del 2021 como consecuencia

de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3g.3 y 9d). Verificar Administración

**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 destaca: 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 Generación**

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- **Clientes Libres**, que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con suministradores.
- **Empresas Distribuidoras**, que entregan suministro a sus clientes regulados. Las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE.



- **Otras Empresas Generadoras.** La relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.

### **Energías Renovables no Convencionales**

La Ley N°20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley N°20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

### **a.2 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 cuatrienalmente 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.3 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.

### **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, Tarifación 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.

## **Expansión de la Transmisión**

### **Plan de Expansión de la Transmisión 2017**

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, el Ministerio de Energía con fecha 8 de noviembre de 2018 publicó el Decreto Exento N°293/2018 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes (modificado posteriormente mediante Decreto Exento N°202/2019 de fecha 13 de agosto de 2019).

Con fecha 9 de enero de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°4/2019 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

### **Plan de Expansión de la Transmisión 2018**

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, con fecha el 24 de septiembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°231/2019 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes.

El 10 de agosto de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°198/2019 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2018.



### **Plan de Expansión de la Transmisión 2019**

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, con fecha el 02 de octubre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°185/2020 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2019.

El 14 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°171/2020 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2019.

### **Plan de Expansión de la Transmisión 2020**

De acuerdo al artículo 91° de la Ley N°20.936/2016, que establece el Procedimiento de Planificación de la Transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional envió a la CNE la propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión con fecha 22 de enero de 2020. Posteriormente, CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el día 22 de abril de 2020, plazo que fue prorrogado al 27 de mayo de 2020 mediante Resolución Exenta CNE N°132/2020.

## **c) 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 2020 son determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

- i) Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018, que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.
- iii) Decreto N°5T/2018, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió a partir de su fecha de publicación.
- iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.
- v) Decreto N°6T/2017, que fija Valor Anual por Tramo de la Instalaciones de Transmisión Zonal y Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de Indexación para el bienio 2018-2019, publicado por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial el 5 de octubre de 2018 y que rige desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.
- vi) Decretos de Precios:

**-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. Dado el mecanismo de estabilización de precios, la publicación de este decreto no tuvo efecto en la tarifa del cliente regulado final.

**- Precios de Nudo de Corto Plazo:**

Con fecha 23 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°9T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2019.

Con fecha 7 de abril de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°2T/2020, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2020.

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.

**c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020-2024**

Mediante la Resolución Exenta N°24, de fecha 21 de enero de 2020, la CNE publicó las Bases Técnicas Preliminares para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2020-2024 y el Estudio de costos de servicios asociados al suministro de electricidad, dando inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el cuatrienio correspondiente.

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, los interesados realizaron observaciones a las bases y se presentaron discrepancias ante Panel de Expertos. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2020, CNE publicó las Bases Técnicas Definitivas mediante Resolución Exenta N°195.

Con fecha 17 de julio de 2020, por medio de Resolución Exenta N°256, se constituyó el Comité del Estudio de Costos establecido en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por medio de las Resoluciones Exentas N°336 y N°366, de fecha 01 de septiembre de 2020 y 24 de septiembre de 2020 respectivamente, se incluyeron actualizaciones a la Resolución Exenta N°256 respecto a los representantes titular y suplente.

El 18 de agosto de 2020, la CNE informó de la adjudicación del estudio del Valor Agregado de Distribución 2020-2024 a la empresa INECON, la cual completó su cuarta adjudicación para este tipo de estudios.

El 17 de noviembre de 2020, se entregó el Avance N°1 del estudio y por medio de Resolución Exenta N°4, con fecha 07 de enero de 2021, se prorrogaron los plazos de entrega del Informe de Avance N°2 e Informe Final para el 08 de febrero de 2021 y 08 de marzo de 2021 respectivamente.

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

Con fecha 24 de julio de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°13T/2018, que fija precios de Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica. Dichos precios comenzaron a regir desde la publicación del mencionado decreto y son los vigentes a la fecha.

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.

### **c.4 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal**

Con fecha de 5 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°6T/2017 que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

### **c.5 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023**

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se desarrollan los procesos de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión y definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

En este contexto, para efectos del proceso Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023, a fines del 2017 el Regulador emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Cumpliéndose con las etapas establecidas por la normativa, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta N°244 emitió el Informe Técnico Definitivo.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Definitivo que determina Vidas Útiles, mediante Resolución Exenta N°412.

Finalmente, para efectos de la definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares a fines del 2017. En términos generales, dicho documento norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar el estudio tarifario de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas.

Dando cumplimiento a las etapas contempladas por la Ley, la CNE mediante la Resolución Exenta N°272, con fecha 26 de abril de 2019, aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión. Con fecha 11 de diciembre de 2019, la CNE emitió la Resolución Exenta N°766 que rectifica la resolución anterior.

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, la CNE constituyó un Comité para la adjudicación y supervisión de los estudios de valorización de las instalaciones de Transmisión, mediante Resolución Exenta N°271 con fecha 26 de abril de 2019. Adicionalmente, mediante Resolución Exenta N°678 con fecha 24 de octubre de 2019, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios para la realización del Estudio de Transmisión Nacional, mientras que con fecha 7 de enero de 2020, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios para la realización del Estudio de Transmisión Zonal y Dedicado.

Respecto de los estudios de valorización de las instalaciones, en octubre de 2020 se emitió el Informe Final Definitivo del Sistema de Transmisión Nacional y el 13 de noviembre de 2020 se realizó la Audiencia Pública. En noviembre de 2020 se emitió el Informe Final Definitivo del Sistema de Transmisión Zonal y Dedicado y el 02 de diciembre de 2020 se realizó la Audiencia Pública.

#### **c.6 Licitaciones de suministro (PPA regulados)**

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01. Asimismo, la CNE informó el inicio de un cuarto proceso denominado Licitación Suministro 2019/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3\$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado. El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32.5\$US/MWh.

Al igual que el proceso anterior, el principal adjudicatario correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

Se contempla un futuro proceso de licitación 2021/01 con período de suministro el año 2026-2040, y un volumen de 2.310 GWh/anual. La presentación de ofertas es el 28 de mayo de 2021

### 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.