

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
AL 31 DE MARZO DE 2020
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 2,3% (+ 44.728 clientes), alcanzando 1.979.677 clientes al 31 de marzo de 2020, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 41.093 y 2.676 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 19.425 millones, lo que representa un aumento de 25,7% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 4.317 GWh a marzo de 2020, incrementándose en 1,7% (+73 GWh) respecto a marzo de 2019.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 10,3% alcanzando Ch\$ 359.541 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía aumentaron en 14,2% al totalizar Ch\$ 276.509 millones, debido principalmente por un mayor precio promedio de compra y a una mayor compra física (+109 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 659 millones, principalmente por, menor gasto en pago de indemnizaciones y menores costos por bonos de desempeño.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 2.491 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 2,5% a marzo de 2020, totalizando Ch\$ 46.132 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumento desde Ch\$ 25.150 millones en marzo de 2019 a Ch\$ 25.274 millones en marzo de 2020, principalmente por un mayor resultado operacional de Ch\$ 1.119 millones y un menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 3.418 millones, compensado por, una mayor depreciación y amortización Ch\$ 1.488 millones y mayores pérdidas por deterioro (NIIF9) por Ch\$ 2.381 millones.

Enel Distribución Chile S.A., 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 las zonas de nuestras filiales Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Empresa de Transmisión Chena S.A. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

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\$ 1,4 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Contingencia por COVID-19:

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 ha alcanzado el nivel de pandemia, la cual podría afectar significativamente a Chile, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de país.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, el 18 de marzo de 2020 el presidente Sebastián Piñera decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, instaurando medidas de contención, específicamente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen toques de queda, cuarentenas selectivas obligatorias, prohibición de reuniones masivas, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas.

En esta línea, Enel Distribución Chile anunció algunas medidas preventivas, como dejar de leer medidores y focalizar las actividades en terreno a las operaciones esenciales para la continuidad de suministro. Asimismo, anunció medidas extraordinarias para apoyar a las familias más vulnerables, consistentes en la

suspensión del corte de suministro por no pago y el ofrecimiento de facilidades de pago en cuotas, sin pie y sin intereses para aquellos que posean una deuda con la compañía.

En paralelo, en el Congreso de Chile se discuten diversas iniciativas parlamentarias cuyo objetivo es preservar el acceso a servicios esenciales, como el agua, la electricidad y las telecomunicaciones, las cuales buscan apoyar a clientes residenciales de menores ingresos, clientes en estados de vulnerabilidad, microempresas e instituciones que prestan otros servicios esenciales, como los establecimientos de salud. Las medidas contempladas en los distintos proyectos se refieren básicamente a suspensión temporal de la capacidad de las empresas de distribución de cortar el suministro eléctrico debido a mora en el pago, y la reprogramación de las deudas que se generen durante el estado de catástrofe, para los clientes que así lo requieran.

En este sentido, el Grupo ha emitido directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por el gobierno y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio. Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- el uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota, modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- la digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Sobre la base de la información disponible actualmente, en un escenario de continua evolución respecto a la extensión de los contagios y de las medidas de contención tomadas por el gobierno de Chile, no es posible en este momento cuantificar los efectos que la pandemia de COVID-19 podría tener en nuestro negocio. Sin embargo, debido a que nuestro Grupo posee un modelo de negocio integrado a lo largo de la cadena de valor, una estructura financiera sólida y un nivel de digitalización que permite garantizar la continuidad de las actividades operativas con el mismo nivel de servicio, hasta la fecha de presentación de este reporte, no existe evidencia de un impacto significativo por COVID-19 en el Grupo.

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.

Adicionalmente, 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 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.

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 2020 fue una utilidad de Ch\$ 25.274 millones, comparado con los Ch\$ 25.150 millones de utilidad registrados en el período anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2019



A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de marzo de 2020 y 2019:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuas) (millones de Ch\$)	mar-20	mar-19	Variación mar 20 - mar 19	% Variación mar 20 - mar 19
INGRESOS	359.541	325.990	33.551	10,3%
Ventas	358.368	323.697	34.671	10,7%
Ventas de Energía	336.864	306.627	30.237	9,9%
Otras Ventas	683	4.027	(3.344)	(83,0%)
Otras Prestaciones de Servicios	20.820	13.044	7.776	59,6%
Otros ingresos de explotación	1.173	2.293	(1.120)	(48,8%)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(286.840)	(256.240)	(30.600)	11,9%
Compras de energía	(276.509)	(242.107)	(34.402)	14,2%
Gastos de transporte	(6.106)	(5.124)	(982)	19,2%
Otros aprovisionamientos y servicios	(4.225)	(9.009)	4.784	(53,1%)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	72.701	69.750	2.951	4,2%
Trabajos para el innovizado	1.660	1.797	(137)	(7,6%)
Gastos de personal	(8.225)	(9.021)	796	(8,8%)
Otros gastos fijos de explotación	(20.004)	(17.513)	(2.491)	14,2%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	46.132	45.013	1.119	2,5%
Depreciación y amortización	(11.261)	(9.773)	(1.488)	15,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(4.283)	(1.902)	(2.381)	125,2%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	30.588	33.338	(2.750)	(8,2%)
RESULTADO FINANCIERO	659	1.203	(544)	(45,2%)
Ingresos financieros	3.545	2.695	850	31,5%
Gastos financieros	(2.628)	(1.624)	(1.004)	61,8%
Resultados por unidades de reajuste	236	113	123	108,8%
Diferencias de cambio	(494)	19	(513)	(2700,0%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	31.247	34.541	(3.294)	(9,5%)
Impuesto sobre sociedades	(5.973)	(9.391)	3.418	(36,4%)
RESULTADO DEL EJERCICIO	25.274	25.150	124	0,5%
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	25.274	25.150	124	0,5%
Resultado del período	25.274	25.150	124	0,5%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	25.274	25.150	124	0,5%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
Utilidad por Acción Ch\$	21,96	21,86	0,11	0,5%

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de marzo de 2019 fue de Ch\$ 30.588 millones, menor en 8,2% respecto de los Ch\$ 33.338 millones registrados en el ejercicio anterior. Por su parte, el EBITDA aumentó en Ch\$ 1.119 millones o 2,5% al alcanzar los Ch\$ 46.132 millones en marzo de 2020.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 359.541 millones**, un aumento de Ch\$ 33.551 millones, equivalente a un 10,3%, que se explica principalmente por mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 30.237 millones, debido principalmente a un mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del período por Ch\$ 24.965 millones y una mayor venta física de energía (+73 GWh) equivalente a Ch\$ 5.272 millones.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 286.840 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 30.600 millones, equivalente a un 11,9% que se explica por: **(i)** mayores compras de energía por Ch\$ 34.403 millones debido principalmente a un mayor precio promedio de compra y una mayor compra física en el período (+109 GWh); y **(ii)** mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 982 millones debido mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 4.785 millones, explicado por un menor costo de venta de materiales de Retail vendidos a Enel X registrado el año anterior por Ch\$ 2.062 millones y menores costos variables asociados a construcción de empalmes por Ch\$ 2.722 millones.

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 659 millones** respecto a marzo de 2019, principalmente por, menor gasto en pago de indemnizaciones de Ch\$ 544 millones, menores costos por bonos de desempeño por Ch\$ 894 millones, compensado por un mayor gasto en la dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 642 millones y por menor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 137 millones.

Los **otros gastos fijos de explotación aumentaron en Ch\$ 2.491 millones**, como consecuencia de: **(i)** mayores provisiones por juicios por Ch\$ 720 millones; **(ii)** mayores costos por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 730 millones; y **(iii)** otros costos asociados a mantenimiento por Ch\$ 1.041 millones.

La **Depreciación, Amortización y Deterioro, aumento en Ch\$ 3.869 millones** respecto a marzo de 2019, explicado principalmente por mayor depreciación del activo inmovilizado, producto de la finalización de obras y traspasadas a explotación Ch\$ 519 millones, mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos Ch\$ 1.262 millones, compensado con menor amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 291 millones y aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 2.381 millones explicado principalmente por mayores provisiones por aumento de deuda comercial.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 31 DE MARZO DE 2019



A continuación, para mayor información, se presenta un mayor detalle de los ingresos de explotación:

Ingresos de actividades ordinarias (millones de Ch\$)	Saldo al		Variación mar 20 - mar 19	% Variación mar 20 - mar 19
	31-03-2020	31-03-2019		
Ventas de energía	336.864	306.627	30.237	9,9%
Venta de electricidad Residencial	135.540	116.719	18.821	16,1%
Venta de electricidad Comercial	119.496	104.131	15.365	14,8%
Venta de electricidad Industrial	46.923	52.107	(5.184)	(9,9%)
Otros Consumidores (*)	34.905	33.670	1.235	3,7%
Otras ventas	683	4.027	(3.344)	(83,0%)
Ventas de productos y servicios	683	4.027	(3.344)	(83,0%)
Otras prestaciones de servicios	20.820	13.043	7.777	59,6%
Peajes de transmisión y transporte	9.669	4.015	5.654	140,8%
Servicios de construcción de empalmes	2.810	3.441	(631)	(18,3%)
Arriendo equipos de medida	823	399	424	106,3%
Instalaciones específicas y redes	1.631	1.520	111	0,0%
Alumbrado público	3.363	1.230	2.133	173,4%
Otras prestaciones	2.524	2.438	86	3,5%
Total Ingresos de actividades ordinarias	358.367	323.697	34.670	10,7%
Otros Ingresos por naturaleza				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	755	778	(23)	(3,0%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	132	118	14	11,9%
Recuperación deuda castigada	45	239	(194)	(81,2%)
Ingreso por multas a proveedores	196	60	136	226,7%
Otros Ingresos	45	1.099	(1.054)	(95,9%)
Total Otros ingresos por naturaleza	1.173	2.293	(1.120)	(48,8%)

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

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los periodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, se muestran a continuación:

Mercado	Cientes Mar-20	Cientes Mar-19	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Mar-20	Ventas millones Ch\$ Mar-19	% Var Clientes	(**)Venta GWh Mar-20	(**)Venta GWh Mar-19	% Var GWh
Residencial	1.775.185	1.734.092	2,4%	135.540	116.719	16,1%	1.147	1.111	3,2%
Comercial	151.745	149.069	1,8%	119.496	104.131	14,8%	1.348	1.297	3,9%
Industrial	12.471	12.688	-1,7%	46.923	52.107	-9,9%	469	512	(8,4%)
Peaje	747	569	31%	4.374	3.053	43,3%	1.119	1.064	5,2%
Otros	39.529	38.531	2,6%	30.531	30.617	-0,3%	234	260	(10,0%)
Totales	1.979.677	1.934.949	2,3%	336.864	306.627	9,9%	4.317	4.244	1,7%

(**) Considera Peaje, Consumo no Facturado, Estimación de Demanda.

Adicionalmente las pérdidas de energía ascendieron a marzo 2020 a 5,25% (4,83% a marzo de 2019).

• 7 •

Resultado no Operacional

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de marzo de 2020 y 2019:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	mar-20	mar-19	Variación mar 20 - mar 19	% Variación mar 20 - mar 19
RESULTADO FINANCIERO	659	1.203	(544)	(45,2%)
Ingresos financieros	3.545	2.695	850	31,5%
Gastos financieros	(2.628)	(1.624)	(1.004)	61,8%
Resultados por unidades de reajuste	236	113	123	108,8%
Diferencias de cambio	(494)	19	(513)	(2700,0%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	31.247	34.541	(3.294)	(9,5%)
Impuesto sobre sociedades	(5.973)	(9.391)	3.418	(36,4%)
RESULTADO DEL EJERCICIO	25.274	25.150	124	0,5%
	-	-	-	0,0%
Resultado del período	25.274	25.150	124	0,5%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	25.274	25.150	124	0,5%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-

- Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 544 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 250 millones, por menores ingresos financieros relacionados a los flujos de inversión que otorgó la compañía a Enel Chile S.A. a través de Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 533 millones y menores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 390 millones. Lo anterior compensado por menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 129 millones.

Adicionalmente fueron reconocidos por efecto de mecanismo de ley de estabilización de precios, mayores Ingresos y costos financieros por Ch\$ 654 millones respectivamente. Además, la Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 15.980 millones, por la dolarización de las cuentas por cobrar y por pagar, estos efectos se neutralizan en resultado (principio de pass-through)

- Impuestos a las Ganancias

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 5.973 millones a marzo 2020, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 3.418 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por i) menor gasto por impuesto explicado por menor resultado operacional de la compañía ascendente a Ch\$ ~~742~~

millones, ii) menor gasto por impuesto por Ch\$ 2.541 millones por efecto de corrección monetaria IPC.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	mar-20	dic-19	Variación mar 20-dic 19	% Variación mar 19-dic 19
Activos Corrientes	274.513	289.394	(14.881)	(5,1%)
Activos No Corrientes	1.237.305	1.175.551	61.754	5,3%
Total Activos	1.511.818	1.464.945	46.873	3,2%

- Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 14.881 millones, equivalentes a un 5,1%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 1.156 millones, producto de una disminución de saldos en bancos.
 - ❖ Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 4.038 millones, que se explica principalmente por disminución de costos asociados a proyectos de alumbrado.
 - ❖ Disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$9.800 millones, principalmente por una mayor recaudación en el periodo por Ch\$1.246, una mayor estimación de deudores incobrables por Ch\$3.235, una disminución por la liquidación del anticipo bono anual y bonos contratos individual del personal por Ch\$1.798, disminución por liquidación de seguros, por cobros de siniestros de eventos climáticos por Ch\$1.894, disminución de anticipo a proveedores por Ch\$508, disminución de otras prestaciones de servicios por Ch\$224 y una disminución en otras cuentas por cobrar por Ch\$843.
 - ❖ Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente en Ch\$ 377 millones, que se explica principalmente por disminución de cuenta a cobrar a Enel Chile S.A por Ch\$ 3.507 millones, lo anterior se compensa parcialmente por un aumento de cuentas a cobrar a Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 2.309 millones y Enel X por Ch\$ 615 millones.

- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 61.754 millones, equivalente a 5,3%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 54.438 millones, que se explica por un aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 48.269 millones, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según Circular N°21.317 de la SEC, por Ch\$ 48.744 millones compensado con una disminución en la reclasificación de la deuda de energía y retail por Ch\$ -475 y el aumento de deudores por Leasing a largo plazo por Ch\$ 5.882 millones.
 - ❖ Disminución neta de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 16 millones, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 1.987 millones que se compensa parcialmente por amortización del período por Ch\$ 2.003 millones.
 - ❖ Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 7.009 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 17.438 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 9.092 millones y bajas del ejercicio por Ch\$ 493 millones.
 - ❖ Aumento en Activos por Derecho de uso por Ch\$ 353 millones, que corresponde principalmente a aumentos del período por Ch\$ 519 millones que se compensa parcialmente por amortización del período por Ch\$ 166 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	mar-20	dic-19	Variación mar 20-dic 19	% Variación mar 19-dic 19
Pasivos Corrientes	291.655	317.248	(25.593)	(8,1%)
Pasivos No Corrientes	349.182	301.770	47.412	15,7%
Patrimonio Neto	870.981	845.927	25.054	3,0%
Dominante	870.981	845.927	25.054	3,0%
Minoritario	-	-	-	0,0%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.511.818	1.464.945	46.873	3,2%

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a marzo de 2020 un aumento de Ch\$ 46.873 millones respecto a diciembre de 2019, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 25.593 millones, equivalentes a un 8,1%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 49.615 millones, que se explica principalmente por una disminución de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 23.582 millones, cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 19.511 millones y otras cuentas por pagar por Ch\$ 5.870 millones.
 - ❖ Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 23.347 millones, que explica principalmente por mayores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 12.185 millones, producto de una mayor deuda a través de caja centralizada por Ch\$ 29.063 millones y mayor préstamo por Ch\$ 1.096 millones, compensado parcialmente por menores dividendos por pagar por Ch\$ 12.792 millones y disminución de otros servicios por Ch\$ 5.182 millones, mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 9.538 millones, por concepto de compras de energía.

- Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 47.412 millones, equivalentes a un 15,7%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 25.642 millones, que se explica por deuda por concepto de energía, relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria.
 - ❖ Aumento cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 21.289 millones, que corresponde a deuda por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria por Ch\$ 21.074 millones y Ch\$ 215 millones con Enel Generacion Chile y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. respectivamente.
 - ❖ El patrimonio neto aumento en Ch\$ 25.054 millones respecto de marzo de 2019 y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 25.275 millones, lo anterior se compensa por una disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 216 millones.

- **La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:**

Indicador	Unidad	mar-20	dic-19	mar-19	Variación	Variación %	
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,94	0,91	-	0,03	3%
	Razón Acida (2)	Veces	0,93	0,90	-	0,03	3%
	Capital de Trabajo	MM\$	(17.142)	(27.854)	-	10.712	(38%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento (3)	Veces	0,74	0,73	-	0,01	1%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	45,5%	51,3%	-	(5,7%)	(11%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	54,5%	48,8%	-	5,7%	12%
	Cobertura Costos Financieros (b) (6)	Veces	15,98	11,49	-	4,49	39%
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	8,5%	-	10,2%	(1,7%)	(17%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	13,9%	-	15,3%	(1,5%)	(10%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (8)	%	8,0%	-	9,3%	(1,3%)	(14%)

(a) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(b) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

(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 atribuible a los propietarios de la controladora del ejercicio 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 ejercicio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a marzo 2020 un flujo neto negativo de Ch\$ 835 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	mar-20	mar-19	Variación mar 20-mar 19	% Variación mar 20-mar 19
de la Operación	9.664	(2.358)	12.022	509,84%
de Inversión	(26.355)	11.572	(37.927)	(327,75%)
de Financiamiento	15.856	(12.280)	28.136	229,12%
Flujo neto del período	(835)	(3.066)	2.231	(72,77%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 9.664 millones, lo que representa un aumento de 509,84% respecto de marzo de 2019.

Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 388.578 millones, cobros procedentes de primas de pólizas suscritas por Ch\$ 1.894 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 1.373 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 517 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 345.470 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 12.512 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 10.370 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 7.687 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 5.120 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.529 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 10 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 26.355 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 25.319 millones, compra de activos intangibles Ch\$ 4.547 millones y traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) con Enel Chile por Ch\$ 1.410 millones, compensado por traspaso de fondos de Contrato de Caja Centralizada (cobros) a Enel Chile por Ch\$ 4.892 millones e intereses recibidos por Ch\$ 29 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo positivo de Ch\$ 15.856 millones. Este flujo está originado principalmente por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) a Enel Chile por Ch\$ 261.058 millones, compensado por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (pago) a Enel Chile Ch\$ 232.111 millones, dividendos pagados de Ch\$ 12.909 millones, intereses pagados por Ch\$ 101 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 81 millones. • 13 •

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑIA
 (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	mar-20	mar-19	mar-20	mar-19
Enel Distribución Chile	24.802	14.079	11.194	9.720
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	517	-	63	49
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	4	4
Total Consolidado	25.319	14.079	11.261	9.773

II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.

Enel Distribución Chile está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.
- Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.
- Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

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:

	31-03-2020	31-12-2019
Tasa de interés fija	100%	100%

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.

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 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 1.174 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$ 2.331, 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.

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.

REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

Aspectos Generales

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.

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 las generadoras y/o distribuidoras.
- Empresas Distribuidoras, distinguiendo suministro de sus clientes regulados y libres. Para el suministro de sus clientes regulados, las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE, mientras que, para el suministro de sus clientes libres, lo hacen a través de contratos bilaterales.

- 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.

Segmento de Transmisión

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

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones. 21

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 ésta. 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.

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 (distribuidora o generadora), 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. Así, el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024 incorpora lo estipulado en esta Ley.

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, y esa tasa 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.

Temas Regulatorios 2020

Leyes Publicadas 2019

Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, publicada el 02 de noviembre de 2019. 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.

Ley N°21.194, del Ministerio de Energía, publicada el 21 de diciembre de 2019 con inicio a partir de esa misma fecha. 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.

Plan Normativo CNE 2020

Mediante Resolución Exenta N°776, de fecha 16 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 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 continua en desarrollo durante el año 2020.

A. Reglamentos Publicados 2019

Reglamento de Servicios Complementarios. Con fecha 27 de marzo de 2019, el Ministerio de Energía aprueba 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.

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. Posteriormente, con fecha 13 de agosto de 2019, publicó el Decreto Exento N°202/2019 que modifica el anterior respecto a las Obras de Ampliación.

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

De acuerdo a las etapas correspondientes al Plan de Expansión de la Transmisión, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°14 de fecha 11 de enero de 2019. Posteriormente, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Considerando lo anterior, la CNE publicó el Informe Técnico Definitivo, mediante Resolución Exenta N°334 de fecha 29 de mayo de 2019.

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 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.

B. Plan de Expansión de la Transmisión 2019

De acuerdo al artículo 91° de la Ley 20.936/2016, que establece el Procedimiento de Planificación de la Transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional, tiene la obligación de enviar a la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión. El documento con la propuesta fue generado con fecha 22 de enero de 2019.

La CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 22 de abril de 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica.

El 23 de diciembre de 2019, la CNE emitió la Resolución Exenta N°801 que Actualiza Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos y establece listado refundido de participantes y usuarios e instituciones interesadas.

De acuerdo a las etapas correspondientes, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°70 de fecha 4 de marzo de 2020. Posteriormente, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública, cuyo dictamen se espera.

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

Fijación Tarifas de Distribución

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 27 de junio de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°2T/2018, que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, que actualizó el Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualizaba las tarifas del segmento de distribución eléctrica 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.

Con 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. Con esto, se da inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el cuatrienio correspondiente.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2020 fueron 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 rige 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 rige 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:

C. Precios de Nudo Promedio:

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2018.

Con fecha 06 de mayo de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad 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 05 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad 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 02 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.

D. Precios de Nudo de Corto Plazo:

Con fecha 28 de junio de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°1T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2018.

Con fecha 8 de febrero de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2018.

Con fecha 5 de junio de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°1T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2019.

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.

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. • 28 •

Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

Con fecha de 05 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.

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.

Licitaciones

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.

Durante el 2019, se inició el proceso de Licitación Suministro 2019/01, el cual contempla un monto total de 5,8TWh/anuales a licitar, con un periodo de vigencia entre los años 2026 y 2040. La fecha de cierre para la presentación de ofertas, corresponde al 27 de mayo de 2020, según lo anunciado por la CNE.

III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO 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.

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE
AL 31 DE MARZO DE 2019

