

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE
al 30 de septiembre de 2020
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 1,7% (+ 33.290 clientes), alcanzando 1.996.446 clientes al 30 de septiembre de 2020, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 30.204 y 2.339 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 82.072 millones, lo que representa un aumento de 33,5% respecto del periodo anterior. Durante el 3T se realizaron inversiones por Ch\$ 36.610 millones, o que representa un aumento de 39,9%, respecto al 3T del 2019.
- Las ventas físicas alcanzaron 12.358 GWh a septiembre de 2020, disminuyendo en 4,5% (-584 GWh) respecto a septiembre de 2019, y con respecto al 3T de 2020, las ventas físicas fueron de 4.154 GWh disminuyendo en 5,3% (-234 GWh) respecto al 3T del 2019.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 0,1% alcanzando Ch\$ 1.052.444 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía por un mayor precio medio de venta. En relación al 3T del 2020 los ingresos operacionales aumentaron un 1% alcanzando Ch\$368.742 millones también debido principalmente a mayor precio medio de venta.
- Las compras de energía aumentaron en 3,2% al totalizar Ch\$ 814.465 millones, debido principalmente por un mayor precio promedio de compra, compensado por menor compra física (-582 GWh). En relación al 3T se observa una similar tendencia un mayor precio promedio de compra compensado por una menor compra física de (-236 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 118 millones, principalmente mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 3.504 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento.

- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 18,0% a septiembre de 2020, totalizando Ch\$ 118.043 millones. Durante el 3T del 2020 disminuyó un 23,5%, alcanzando Ch\$ 36.119 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 86.063 millones en septiembre de 2019 a Ch\$ 56.194 millones en septiembre de 2020, principalmente por un menor resultado operacional de Ch\$ 25.906 millones y un menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 12.555 millones, compensado por una mayor depreciación y amortización Ch\$ 5.202 millones y mayores pérdidas por deterioro (NIIF9) por Ch\$ 13.578 millones.
- Respecto a la contingencia por COVID-19, todos los esfuerzos de la compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores. Con este objetivo, se mantienen medidas tales como: trabajo a distancia para todas las personas con labores no esenciales para la continuidad del negocio (75% de la dotación); separación de equipos de trabajo; aplazamiento de mantenimientos mayores planificados; cierre de las oficinas comerciales de Enel Distribución Chile acompañado de un reforzamiento de sus canales digitales, entre muchas otras medidas.

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\$ 2,7 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambios Regulatorios:

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

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 las zonas de concesión de nuestras subsidiarias Enel Colina S.A., y Empresa de Transmisión Chena 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 trimestrales al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	sept-20	sept-19	Var %	3T2020	3T2019	Var %	sept-20	sept-19
Negocio de Distribución	12.358	12.942	(4,5%)	8.041	8.698	(7,6%)	5,21%	4,90%

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

Otra Información	sept-20	sept-19	Var %
Número de Clientes	1.996.446	1.963.156	1,7%
Clientes/Empleados	2.594	2.801	(7,4%)

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2020



El siguiente cuadro muestra los ingresos de explotación detallado por ventas de energía por tipo de clientes y en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
	sept-20	sept-19	Var %	3T2020	3T2019	Var %
Venta de Energía	974.240	987.323	(1,3%)	337.182	342.954	(1,7%)
Residenciales	474.125	413.132	14,8%	206.138	156.251	31,9%
Comerciales	283.257	340.204	(16,7%)	72.466	130.436	(44,4%)
Industriales	124.594	132.201	(5,8%)	33.706	23.431	43,9%
Otros Consumidores(*)	92.264	101.786	(9,4%)	24.872	32.836	(24,3%)
Otras Ventas	5.374	6.887	(22,0%)	2.767	1.111	149,1%
Ventas de productos y servicios	5.374	6.887	(22,0%)	2.767	1.111	149,1%
Otras Prestaciones de Servicios	69.847	54.257	28,7%	27.600	20.865	32,3%
Peajes de transmisión y transporte	37.213	20.551	81,1%	17.135	9.135	87,6%
Servicio de construcción de empalme	9.985	11.552	(13,6%)	728	3.099	(76,5%)
Arriendo equipos de medida	2.545	1.304	95,2%	862	677	27,3%
Instalaciones específicas y redes	5.940	4.728	25,6%	1.879	1.006	86,8%
Alumbrado público	7.389	8.692	(15,0%)	1.880	5.083	(63,0%)
Otras prestaciones	6.775	7.430	(8,8%)	5.116	1.865	174,3%
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.049.461	1.048.467		367.549	364.930	
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.780	1.972	(9,7%)	560	647	(13,5%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	343	373	(8,0%)	91	137	(33,6%)
Recuperación deuda castigada	31	190	(83,7%)	17	(103)	(116,5%)
Ingreso por multas a proveedores	400	434	(7,8%)	372	348	6,9%
Otros Ingresos	429	247	73,7%	152	(960)	(115,8%)
Total Otros ingresos por naturaleza	2.983	3.216	(7,3%)	1.192	69	1627,5%

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

A Continuación, se presenta la información comparativa de la venta de energía de Enel Distribución Chile S.A. y filiales, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	sept-20	sept-19	Var %	sept-20	sept-19	Var %	sept-20	sept-19	Var %
Residencial	1.790.124	1.759.920	1,7%	474.125	413.132	14,8%	3.791	3.697	2,5%
Comercial	153.080	150.741	1,6%	283.257	340.204	(16,7%)	3.444	3.748	(8,1%)
Industrial	12.475	12.718	(1,9%)	124.594	132.201	(5,8%)	1.266	1.472	(14,0%)
Peaje	799	716	11,6%	12.011	10.251	17,2%	3.159	3.258	(3,0%)
Otros	39.968	39.061	2,3%	80.253	91.535	(12,3%)	698	767	(9,0%)
Total	1.996.446	1.963.156	1,7%	974.240	987.323	(1,3%)	12.358	12.942	(4,5%)

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

Mercado	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	3T2020	3T2019	Var %	3T2020	3T2019	Var %	3T2020	3T2019	Var %
Residencial	3.525	13.071	(73,0%)	206.138	140.162	47,1%	1.425	1.361	4,6%
Comercial	454	1.102	(58,8%)	72.466	105.637	(31,4%)	1.042	1.199	(13,1%)
Industrial	43	45	(4,4%)	33.706	56.663	(40,5%)	399	463	(13,8%)
Peaje	22	86	(74,4%)	3.719	3.346	11,2%	1.057	1.112	(4,9%)
Otros	212	255	(16,9%)	21.153	31.935	(33,8%)	231	252	(8,4%)
Total	4.256	14.559	(70,8%)	337.182	337.743	(0,2%)	4.154	4.388	(5,3%)

(**) 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 septiembre de 2020 fue una utilidad de Ch\$ 56.194 millones, comparado con los Ch\$ 86.083 millones de utilidad registrados en el período anterior.

Con respecto al tercer trimestre de 2020 alcanzó Ch\$ 15.018 millones, lo que representa una disminución de un 49,3% respecto al mismo período del año anterior, en donde se alcanzó una utilidad de Ch\$ 29.636 millones.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-20	sept-19	Variación	Var %	3T2020	3T2019	Variación	Var %
Ingresos	1.052.444	1.051.683	761	0,1%	368.742	364.999	3.743	1,0%
Ingresos ordinarios	1.049.461	1.048.468	993	0,1%	367.550	364.931	2.619	0,7%
Otros ingresos de explotación	2.983	3.216	(233)	(7,2%)	1.192	67	1.125	1669,0%
Aprovisionamientos y Servicios	(854.461)	(831.180)	(23.281)	2,8%	(304.062)	(292.190)	(11.872)	4,1%
Compras de energía	(814.465)	(789.231)	(25.234)	3,2%	(286.863)	(276.199)	(10.664)	3,9%
Gastos de transporte	(18.839)	(18.767)	(72)	0,4%	(6.841)	(9.586)	2.745	(28,6%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(21.157)	(23.181)	2.024	(8,7%)	(10.358)	(6.405)	(3.953)	61,7%
Margen de Contribución	197.983	220.503	(22.521)	(10,2%)	64.680	72.808	(8.129)	(11,2%)
Trabajos para el inmovilizado	7.666	6.331	1.335	21,1%	2.600	2.239	362	16,2%
Gastos de personal	(27.624)	(26.408)	(1.217)	4,6%	(9.701)	(8.668)	(1.033)	11,9%
Otros gastos por naturaleza	(59.981)	(56.477)	(3.504)	6,2%	(21.460)	(19.188)	(2.272)	11,8%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	118.043	143.949	(25.906)	(18,0%)	36.119	47.191	(11.072)	(23,5%)
Depreciación y amortización	(34.046)	(28.844)	(5.202)	18,0%	(11.598)	(9.812)	(1.786)	18,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(17.948)	(4.370)	(13.578)	310,7%	(7.018)	(552)	(6.466)	1171,5%
Resultado de Explotación (EBIT)	66.049	110.735	(44.686)	(40,4%)	17.503	36.827	(19.324)	(52,5%)
Resultado Financiero	5.647	3.385	2.262	66,8%	3.031	2.282	749	32,8%
Ingresos financieros	19.402	7.473	11.929	159,6%	10.971	2.408	8.563	355,6%
Gastos financieros	(14.621)	(5.021)	(9.599)	191,2%	(8.879)	(1.681)	(7.197)	428,1%
Resultados por unidades de reajuste	918	749	169	22,6%	568	1.408	(839)	(59,6%)
Diferencia de cambio	(52)	184	(236)	(128,3%)	370	147	223	151,9%
Resultado Antes de Impuestos	71.696	114.120	(42.424)	(37,2%)	20.534	39.109	(18.575)	(47,5%)
Impuesto sobre sociedades	(15.502)	(28.057)	12.555	(44,8%)	(5.517)	(9.473)	3.956	(41,8%)
Resultado del Período	56.194	86.063	(29.869)	(34,7%)	15.018	29.636	(14.619)	(49,3%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	56.194	86.063	(29.869)	(34,7%)	15.018	29.636	(14.619)	(49,3%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	0	0	(0)	(99,3%)	0	0	(0)	(97,6%)
Utilidad por acción \$ (*)	48,83	74,79	(25,96)	(34,7%)	13,05	25,75	(12,70)	(49,3%)

(*) Al 30 de septiembre de 2020 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\$118.043 millones al 30 de septiembre de 2020, lo que representa una disminución del 18,0% respecto al mismo período del año anterior, donde alcanzó los Ch\$143.949 millones.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2020, el **EBITDA** consolidado de Enel Distribución Chile fue de Ch\$36.119 millones, 23,5% inferior al EBITDA de Ch\$ 47.191 millones registrado durante el mismo período de 2019.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.052.444 millones**, un aumento de Ch\$761 millones, equivalente a un aumento de 0,1% que se explica principalmente por:

- Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 13.083 millones, debido principalmente a un:
 - mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del periodo Ch\$ 31.491 millones.
 - una menor venta física de energía (-584 GWh) equivalente a Ch\$ 44.574 millones, reflejando los efectos de las cuarentenas establecidas en distintas comunas de Santiago producto de la pandemia por COVID-19.
- Mayores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 15.589 millones, fundamentalmente por mayores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal por Ch\$ 16.662 millones, compensado por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes por Ch\$ 1.074 millones.

Lo anterior, compensado por:

- Menores ingresos en otras ventas por Ch\$ 1.512 millones, explicado fundamentalmente por (i) Menor ingreso por venta no recurrente de materiales de Retail a Enel X registrado en el año anterior por Ch\$ 2.062 millones; (ii) mayores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes por Ch\$ 550 millones.
- Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 233 millones, explicado fundamentalmente por menores otros ingresos.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2020, los ingresos de explotación fueron de Ch\$ 368.742 millones, lo que representa un aumento de un 1% equivalente a Ch\$ 3.743 millones, que se explica principalmente por:

- Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 5.771 millones, debido principalmente a un:
 - mayor precio medio de venta expresado en pesos Ch\$ Ch\$ 12.509 millones
 - una menor venta física de energía (-236 GWh) equivalente a Ch\$ 18.280 millones, reflejando los efectos de las cuarentenas establecidas en distintas comunas de Santiago producto de la pandemia por COVID-19.
- Mayores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 6.734 millones, fundamentalmente por mayores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal por Ch\$ 8.001 millones, compensado por menores otras prestaciones de servicios de construcción de empalmes por Ch\$ 1.267 millones.
- Mayores ingresos en otras ventas por Ch\$ 1.656 millones, explicado fundamentalmente por mayores prestaciones por traslado de redes por Ch\$ 873 millones, arriendo equipos de medida por Ch\$ 185 millones y otras prestaciones por Ch\$ 598 millones.
- Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 1.124 millones, explicado por ingresos por otros negocios no regulados.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 854.461 millones**, un aumento de Ch\$ 23.281 millones, equivalente a un 2,8% que se explica por:

- mayores compras de energía por Ch\$ 25.234 millones debido principalmente a
 - un mayor precio promedio de compra por Ch\$ 58.937
 - una menor compra física en el periodo (-582 GWh) por Ch\$ 33.705
- mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 72 millones debido mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión.
- Menores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$2.024 millones, explicado por una venta no recurrente de venta de materiales de Retail a Enel X Chile S.A. registrado el año anterior por Ch\$ 2.062 millones.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2020, los costos de explotación ascendieron a Ch\$304.062 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 11.872 millones, equivalente a un 4,1% que se explica principalmente por:

- mayores compras de energía por Ch\$ 10.664 millones debido principalmente a
 - un mayor precio promedio de compra por Ch\$ 24.769
 - una menor compra física en el periodo (-236GWh) por Ch\$ 14.105

Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$19.958 millones** al 30 de septiembre de 2020, lo que representa una **disminución de Ch\$118 millones** respecto a igual período del año 2019, explicado principalmente como consecuencia de: (i) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 1.335 millones; y (ii) menores costos por planes de retiro efectuados en el 2019 y otros beneficios por Ch\$ 467 millones. Lo anterior, compensado por mayor gasto en la dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 1.557 millones.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2020, los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 651 millones, en línea con la explicación anual principalmente de mayores costos en la dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 426 millones.

Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **Ch\$59.981 millones** al 30 de septiembre de 2020, lo que representa una **disminución de Ch\$3.504 millones** respecto a igual período del año anterior, explicado principalmente por (i) mayores costos por servicios técnicos y de administración Ch\$1.829 millones; y (ii) mayores costos asociados a operación y mantenimiento representados por mayores costos a servicios de atención comercial (call center) y pólizas de seguros por Ch\$ 1.675 millones.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2020, los Otros Gastos por Naturaleza aumentaron en Ch\$ 2.272 millones, como consecuencia principalmente de mayores costos asociados a operación y mantenimiento, representados por servicios de atención comercial (call center).

Depreciación, Amortización y Deterioro:

Aumento en Ch\$ 18.780 millones respecto a septiembre de 2019, explicado principalmente por mayor depreciación del activo inmovilizado por Ch\$1.961 millones, mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos Ch\$ 3.319 millones, compensado con menor amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 78 millones y aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 13.578 millones explicado principalmente por mayores provisiones por aumento de deuda comercial.

En lo que respecta al tercer trimestre ascendió a Ch\$ 18.614 millones, aumentando en Ch\$ 8.252 millones respecto a igual período del año anterior. Este aumento, se explica fundamentalmente por mayor depreciación y amortización del activo inmovilizado e intangibles respectivamente por Ch\$1.786 millones; y aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 6.466 millones explicado principalmente por mayores provisiones por aumento de deuda comercial.

Resultado No Operacional:

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados por los períodos de seis meses terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-20	sept-19	Variación	%	3T2020	3T2019	Variación	%
Ingresos Financieros	19.402	7.473	11.929	159,6%	10.971	2.408	8.563	355,6%
Gastos Financieros	(14.621)	(5.021)	(9.599)	191,2%	(8.879)	(1.681)	(7.197)	428,1%
Diferencias de Cambio	(52)	184	(236)	(128,3%)	370	147	223	151,9%
Resultados por Unidades de Reajuste	918	749	169	22,6%	568	1.408	(839)	(59,6%)
Total Resultado Financiero	5.647	3.385	2.262	66,8%	3.031	2.282	749	32,8%
Resultado Antes de Impuesto	71.696	114.120	(42.424)	(37,2%)	20.534	39.109	(18.575)	(47,5%)
Impuesto sobre Sociedades	(15.502)	(28.057)	12.555	(44,8%)	(5.517)	(9.473)	3.956	(41,8%)
Resultado del Año	56.194	86.063	(29.869)	(34,7%)	15.018	29.636	(14.619)	(49,3%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>56.194</i>	<i>86.063</i>	<i>(29.869)</i>	<i>(34,7%)</i>	<i>15.018</i>	<i>29.636</i>	<i>(14.619)</i>	<i>(49,3%)</i>
Atribuible a participaciones no controladoras	0	0	(0)	0,0%	0	0	(0)	0,0%

Resultado Financiero

El resultado financiero aumento en Ch\$ 2.262 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 3.205 millones, por menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 397 millones, lo anterior compensado 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\$ 1.273 millones y por menores resultados por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 67 millones.

Durante el tercer trimestre de 2020, el resultado financiero aumento en Ch\$ 749 millones respecto a igual trimestre del ejercicio anterior explicado principalmente por mayores ingresos financieros por convenios por Ch\$ 1.243 millones y por menores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 615 millones, lo anterior compensado 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\$ 121 millones.

Adicionalmente fueron reconocidos por efecto de mecanismo de ley de estabilización de precios, mayores Ingresos y costos financieros por Ch\$ 9.238 millones respectivamente. Además, la Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 3.358 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\$ 15.502 millones de gasto a septiembre 2020, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 12.555 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto en resultados de CH\$ 7.995 asociado a un menor resultado de explotación de la compañía y a un menor gasto por impuesto del ejercicio anterior ascendente a Ch\$ 1.950.

Con respecto al tercer trimestre del 2020 el Impuesto a las Ganancias sobre las Sociedades ascendió a Ch\$ 5.517 millones, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 3.956 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por un menor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 2.989 asociado a un menor resultado de explotación de la compañía.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	sept-20	dic-19	Variación	Var %
Activos Corrientes	337.266	289.394	47.872	16,5%
Activos No Corrientes	1.322.421	1.175.551	146.870	12,5%
Total Activos	1.659.687	1.464.945	194.742	13,3%

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2020, **augmentaron en Ch\$ 194.742 millones**, correspondiente a un 13,3%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2019, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron un **aumento de Ch\$ 47.872 millones** al 30 de septiembre de 2020 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Diminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 217 millones**, que se explica principalmente por un mayor saldo en bancos por Ch\$ 217 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$59.759 millones**, principalmente por una mayor facturación de energía del periodo por Ch\$ 78.210 millones, parcialmente compensado por una mayor estimación de deudores incobrables por Ch\$ 14.105 millones (mayor detalle nota 8d) y clientes castigados por Ch\$ 1.982 millones y por una menor otras prestaciones de servicios por Ch\$2.364 millones.
- **Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 4.544 millones**, que se explica principalmente por disminución de costos asociados a proyectos de alumbrado.
- **Disminución de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 1.533 millones**, explicado principalmente por disminución de los pagos previsionales mensuales por Ch\$ 1.533 millones.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 5.816 millones**, que se explica principalmente por disminución de i) cuenta a cobrar por flujos de caja transferidos a Enel Chile S.A por Ch\$ 3.490 millones ii) cuentas a cobrar por servicios a Enel X Chile Spa por Ch\$ 1.871 millones, iii) cuenta por cobrar por peajes a Enel Generacion Chile por Ch\$ 756 millones.

Los **Activos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 146.870 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2019, alcanzando los Ch\$ 1.322.421 millones al 30 de septiembre 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\$ 98.897 millones**, que se explica por un aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 91.064 millones, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según ley N° 21.185 del Ministerio de Energía por Ch\$ 91.607 millones, compensado con una reclasificación de la deuda de energía y retail por Ch\$ 543 millones y el aumento de deudores por Leasing a largo plazo por Ch\$ 7.111 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 40.121 millones**, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 68.493 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 27.738 millones y bajas del ejercicio por Ch\$ 1.473 millones.
- **Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 7.717 millones**, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 13.579 millones que se compensa parcialmente por amortización del período por Ch\$ 5.862 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2020



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	sept-20	dic-19	Variación	Var %
Pasivo Corriente	365.805	317.248	48.557	15,3%
Pasivo No corriente	394.738	301.770	92.968	30,8%
Patrimonio Total	899.144	845.927	53.217	6,3%
Atribuible a los propietarios de la controladora	899.144	845.927	53.217	6,3%
Participaciones no controladoras	0	0	0	8,7%
Total Patrimonio y Pasivos	1.659.687	1.464.945	194.742	13,3%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 30 de septiembre de 2020, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 194.742 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2019, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 48.557 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 35.673 millones**, que se explica principalmente por una disminución de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 14.995 millones, cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 18.253 millones y otras cuentas por pagar por Ch\$ 2.425 millones, producto del incremento en la periodicidad en la política de pagos y de la disminución de la actividad económica, respecto a diciembre de 2019.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 82.017 millones**, que explica principalmente por mayores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 71.040 millones, producto de un mayor nivel de flujos recibidos a través de caja centralizada por Ch\$ 109.237 millones, compensado parcialmente por menores dividendos por pagar por Ch\$ 35.309 millones y disminución de otros servicios por Ch\$ 2.888 millones, mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 7.582 millones, por concepto de compras de energía, mayores obligaciones por servicios con Enel Spa por Ch\$ 964 millones y mayores obligaciones por servicios con Enel X S.r.l por Ch\$ 1.977 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 92.968 millones** al 30 de septiembre de 2020, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 49.636 millones**, explicado principalmente 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 por Ch\$ 49.636 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 41.971 millones**, que corresponde a deuda por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria por Ch\$ 40.862 millones y Ch\$ 1.108 millones con Enel Generacion Chile y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. respectivamente.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 899.144 millones al 30 de septiembre de 2020

- **El patrimonio neto aumentó en Ch\$ 53.217 millones respecto de diciembre de 2019** y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 53.888 millones, lo anterior se compensa por una disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 671 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-20	dic-19	sept-19	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,92	0,91		0,01	1,1%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,91	0,9		0,01	1,1%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(28.539)	(27.854)		(685)	2,5%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,85	0,73		0,12	16,4%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	48,0%	51,3%		(3,3%)	(6,3%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	52,0%	48,8%		3,3%	6,7%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	8,58	11,49		(2,91)	(25,3%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	6,0%		10,5%	(4,5%)	(43,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	13,6%		11,1%	2,5%	22,6%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	7,6%		6,7%	0,9%	13,1%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- La **liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2020 alcanzó 0,92 veces, presentando un aumento de 1,1% respecto a diciembre de 2019. Este incremento está explicado fundamentalmente por un aumento de las cuentas por cobrar comerciales corrientes y del disponible en bancos.
- La **razón ácida** al 30 de septiembre de 2020, alcanzo 0,91 veces, presentando un aumento de 1,1% con respecto al 31 de diciembre de 2019, también principalmente explicado por un aumento de las cuentas por cobrar comerciales corrientes y del disponible en bancos.
- El **capital de trabajo** negativo al 30 de septiembre de 2020 fue de Ch\$ 28.539 millones, presentando una variación negativa de Ch\$ 685 millones respecto a diciembre de 2019 y prácticamente en línea con el año anterior.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en 0,85 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 0,85 veces para el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2020, versus el 0,73 veces al 31 de diciembre de 2019. Esto muestra una situación empeoramiento de la situación de endeudamiento por el aumento de la deuda con la matriz Enel Chile.
- La **cobertura de costos financieros** a septiembre de 2020 fue de 8,58 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. El aumento del índice respecto de diciembre de 2019 se explica principalmente por un aumento de los gastos financieros por mayor deuda con la matriz Enel Chile S.A.

- El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación, disminuyó en un 43,0% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 6,0% al 30 de septiembre de 2020, al aumento en los costos de compra de energía y peaje.
- La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 13,6% por el período terminado al 30 de septiembre de 2020, lo que representa un aumento de un 22,6% respecto al mismo período del año anterior.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un 7,6% por el período terminado al 30 de septiembre de 2020, lo que representa un aumento de un 13,1% respecto al mismo período del año anterior.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Distribución Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 27 millones por el período terminado al 30 de septiembre de 2020, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 2.497 millones con respecto al mismo período del año anterior.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	sept-20	dic-19	Variación	Var %
Flujo de Operación	16.075	4.487	11.588	258,3%
Flujo de Inversión	(86.150)	(102)	(86.048)	84360,8%
Flujo de Financiamiento	70.102	(6.855)	76.957	(1122,6%)
Flujo neto del período	27	(2.470)	2.497	(101,1%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 16.075 millones en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 11.588 millones respecto a septiembre de 2019. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.089.632 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\$ 5.497 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 798 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 999.617 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 32.776 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 19.014 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 19.781 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 6.600 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 2.812 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 1.148 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión fueron Ch\$ 86.150 millones en el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020, lo que representa una mayor salida de caja de Ch\$ 86.048 millones respecto a diciembre de 2019. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 75.507 millones, compra de activos intangibles Ch\$ 14.140 millones e Inversión de fondos a través del Contrato de Caja Centralizada (salidas) con Enel Chile S.A. por Ch\$ 1.943 millones, compensado por traspaso de fondos de Contrato de Caja Centralizada (cobros) desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 5.404 millones e intereses recibidos por Ch\$ 36 millones.

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación fueron Ch\$ 70.102 millones, en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2020, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 76.957 millones respecto a septiembre de 2020. Este flujo está originado principalmente por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) desde Enel Chile S.A. por Ch\$ 752.014 millones, compensado por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (pago) a Enel Chile S.A. por Ch\$ 642.757 millones, dividendos pagados de Ch\$ 35.678 millones, intereses pagados por Ch\$ 3.069 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 408 millones.

A continuación, se presentan los desembolsos por incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos y su depreciación, para los períodos de seis meses terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	sept-20	sept-19	sept-20	sept-19
Enel Distribucion Chile S.A	74.668	51.059	33.845	27.355
Enel Colina S.A.	839	1.526	189	148
Empresa de trasmision Chena S.A.			12	27
Luz Andes S.A.				12
Total Consolidado Grupo ENEL DISTRIBUCION CHILE	75.507	52.585	34.046	27.542

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 75.507 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

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:

	30-06-2020	31-12-2019
	%	%
Tasa de interés fija	100%	100%

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. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

Al 30 de septiembre de 2020, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más altos/más bajos, manteniendo todas las demás variables constantes, la utilidad después de impuestos para el año habría sido de MM\$55.777, MM\$55.432, por préstamos de empresas relacionadas.”

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.

Durante el tercer trimestre de 2020, 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. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

Riesgo de liquidez.

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

Al 30 de septiembre de 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$ 2.114.412 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$ 2.331.365, 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.

Cabe señalar que los escenarios macroeconómicos a la baja debido al efecto COVID-19 no han tenido un impacto significativo en la calidad de las cuentas por cobrar comerciales. En particular, los resultados de análisis internos específicos han demostrado que no existe una correlación estadística entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y el deterioro de la calidad crediticia de las contrapartes.

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

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

Medición del riesgo.

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

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

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.

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.

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.

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.

Temas Regulatorios 2020

Leyes 2019 -2020

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 02 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.

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.

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 21.194.

De acuerdo con esta Resolución, 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.

Ley N°21.249 – Ley de suspensión de los servicios sanitarios, electricidad y gas de red

El 8 de agosto de 2020 se aprobó el proyecto de Ley sobre Servicios Básicos que contempla medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables, medidas que en su mayoría la empresa Enel Distribución ha estado aplicando de manera voluntaria. Entre las medidas señaladas está la suspensión de corte por deudas de suministro y la posibilidad de firmar convenios de pago en cuotas por deudas de suministro, en ambos casos, a un universo de clientes vulnerables. El beneficio de no corte tiene una duración de 90 días siguientes a la publicación de la ley, y las deudas que se acumulen sobre los clientes que se hayan acogido a esta medida deberá ser cancelada en un máximo de 12 cuotas desde el término del plazo de gracia.

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.

Reglamentos Publicados 2019 - 2020

Reglamento de Servicios Complementarios. Con fecha 27 de marzo de 2019, el Ministerio de Energía publica 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 publica 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 publica 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, publica el Decreto N°10/2019 correspondiente al Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión.

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 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.

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

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/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.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2020 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.

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.

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.

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.

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.

Decretos de Precios:

Precios de Nudo Promedio

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.

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.

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 constituye el Comité del Estudio de Costos establecido en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

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.

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.

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.

Respecto de los estudios de valorización de las instalaciones, en septiembre de 2020 se emitieron el Informe Final Definitivo del Sistema de Transmisión Nacional y el Informe Final Preliminar del Sistema 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 5,6 TWh/anuales a licitar, con un periodo de vigencia entre los años 2026 y 2040. La fecha de cierre para la presentación de ofertas, que inicialmente correspondía al 18 de noviembre de 2020 se atrasó para el primer semestre 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.