

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

RESUMEN EJECUTIVO

- El número de clientes se incrementó en 2,2% (+ 42.682 clientes), alcanzando 1.992.190 clientes al 30 de junio de 2020, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 39.436 y 2.455 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 45.463 millones, lo que representa un aumento de 28,8% respecto del periodo anterior. Durante el 2T se realizaron inversiones por Ch\$ 26.038 millones, o que representa un aumento de 31,2%, respecto al 2T del 2019.
- Las ventas físicas alcanzaron 8.204 GWh a junio de 2020, disminuyendo en 4,1% (-350 GWh) respecto a junio de 2019, y con respecto al 2T de 2020, las ventas físicas fueron de 3.887 GWh disminuyendo en 9,8% (-423 GWh) respecto al 2T del 2019.
- Los ingresos operacionales disminuyeron en un 0,4% alcanzando Ch\$ 683.702 millones, principalmente por menores ingresos por venta de energía. En relación al 2T del 2020 los ingresos operacionales disminuyeron en un 10% alcanzando Ch\$324.161 millones también debido principalmente a menores venta de energía.
- Las compras de energía aumentaron en 2,8% al totalizar Ch\$ 527.602 millones, debido principalmente por un mayor precio promedio de compra, compensado por menor compra física (-347 GWh). En relación al 2T se observa una similar tendencia un mayor precio promedio de compra compensado por una menor compra física de (-456 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) disminuyeron en Ch\$ 789 millones, principalmente mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 1.232 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento.

- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA disminuyó un 15,3% a junio de 2020, totalizando Ch\$ 81.924 millones. Durante el 2T del 2020 disminuyó un 30,8%, alcanzando Ch\$ 35.792 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. disminuyó desde Ch\$ 56.427 millones en junio de 2019 a Ch\$ 41.176 millones en junio de 2020, principalmente por un menor resultado operacional de Ch\$ 14.835 millones y un menor gasto de impuesto a las ganancias por Ch\$ 8.598 millones, compensado por, una mayor depreciación y amortización Ch\$ 3.416 millones y mayores pérdidas por deterioro (NIIF9) por Ch\$ 7.112 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\$ 4,1 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 junio de 2020 y 2019:

Información Física	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	jun-20	jun-19	Var %	2T2020	2T2019	Var %	jun-20	jun-19
Negocio de Distribución	8.204	8.554	(4,1%)	3.887	4.310	(9,8%)	5,21%	4,95%

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

Otra Información	jun-20	jun-19	Var %
Número de Clientes	1.992.190	1.949.508	2,2%
Clientes/Empleados	2.594	2.801	(7,4%)

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO 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 junio de 2020 y 2019:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
	jun-20	jun-19	Var %	2T2020	2T2019	Var %
Venta de Energía	637.058	644.369	(1,1%)	300.194	337.743	(11,1%)
Residenciales	267.987	256.881	4,3%	132.447	140.162	(5,5%)
Comerciales	210.791	209.768	0,5%	91.295	105.637	(13,6%)
Industriales	90.888	108.770	(16,4%)	43.965	56.663	(22,4%)
Otros Consumidores(*)	67.392	68.950	(2,3%)	32.487	35.281	(7,9%)
Otras Ventas	2.607	5.776	(54,9%)	1.924	1.749	10,0%
Ventas de productos y servicios	2.607	5.776	(54,9%)	1.924	1.749	10,0%
Otras Prestaciones de Servicios	42.246	33.391	26,5%	21.425	20.347	5,3%
Peajes de transmisión y transporte	20.078	11.416	75,9%	10.409	7.401	40,6%
Servicio de construcción de empalme	9.257	8.453	9,5%	6.447	5.012	28,6%
Arriendo equipos de medida	1.683	627	168,4%	860	228	277,2%
Instalaciones específicas y redes	4.061	3.722	9,1%	2.430	2.202	10,4%
Alumbrado público	5.509	3.609	52,7%	2.146	2.379	(9,8%)
Otras prestaciones	1.658	5.564	(70,2%)	(867)	3.125	(127,7%)
Total Ingresos de actividades ordinarias	681.911	683.536		323.543	359.839	
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.220	1.325	(7,9%)	465	547	(15,0%)
Cancelación fuera de plazo de facturación	252	236	6,8%	120	118	1,7%
Recuperación deuda castigada	14	293	(95,2%)	(31)	54	(157,4%)
Ingreso por multas a proveedores	28	86	(67,4%)	(168)	26	(746,2%)
Otros ingresos	277	1.208	(77,1%)	232	110	110,9%
Total Otros ingresos por naturaleza	1.791	3.148	(43,1%)	618	855	(27,7%)

(*) 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 junio de 2020 y 2019:

Mercado	Cifras Acumuladas								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Residencial	1.786.599	1.747.163	2,3%	267.987	256.881	4,3%	2.366	2.336	1,3%
Comercial	152.626	150.171	1,6%	210.791	209.768	0,5%	2.402	2.549	(5,8%)
Industrial	12.432	12.733	(2,4%)	90.888	108.770	(16,4%)	867	1.009	(14,1%)
Peaje	777	655	18,6%	8.292	6.399	29,6%	2.102	2.146	(2,1%)
Otros	39.756	38.786	2,5%	59.100	62.551	(5,5%)	467	515	(9,3%)
Total	1.992.190	1.949.508	2,2%	637.058	644.369	(1,1%)	8.204	8.554	(4,1%)

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

Mercado	Cifras Trimestrales								
	Clientes			Ventas Millones Ch\$			Ventas (GWh) (**)		
	2T2020	2T2019	Var %	2T2020	2T2019	Var %	2T2020	2T2019	Var %
Residencial	11.414	13.071	(12,7%)	132.447	140.162	(5,5%)	1.219	1.225	(0,4%)
Comercial	881	1.102	(20,1%)	91.295	105.637	(13,6%)	1.054	1.252	(15,8%)
Industrial	(39)	45	(186,7%)	43.965	56.663	(22,4%)	398	497	(20,0%)
Peaje	30	86	(65,1%)	3.918	3.346	17,1%	983	1.082	(9,2%)
Otros	227	255	(11,0%)	28.569	31.935	(10,5%)	233	255	(8,5%)
Total	12.513	14.559	(14,1%)	300.194	337.743	(11,1%)	3.887	4.310	(9,8%)

(**) 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 junio de 2020 fue una utilidad de Ch\$ 41.176 millones, comparado con los Ch\$ 56.427 millones de utilidad registrados en el período anterior.

Con respecto al segundo trimestre de 2020 alcanzó Ch\$ 15.902 millones, lo que representa una disminución de un 49,2% respecto al mismo período del año anterior, en donde se alcanzó una utilidad de Ch\$ 31.277 millones.

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

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Ingresos	683.702	686.685	(2.983)	(0%)	324.161	360.694	(36.534)	(10%)
Ingresos ordinarios	681.911	683.536	(1.626)	(0,2%)	323.543	359.839	(36.296)	(10,1%)
Otros ingresos de explotación	1.791	3.148	(1.357)	(43,1%)	618	855	(238)	(27,8%)
Aprovisionamientos y Servicios	(550.399)	(538.990)	(11.409)	2,1%	(263.559)	(282.749)	19.191	(6,8%)
Compras de energía	(527.602)	(513.032)	(14.569)	2,8%	(251.092)	(270.926)	19.833	(7,3%)
Gastos de transporte	(11.998)	(9.181)	(2.817)	30,7%	(5.892)	(4.057)	(1.835)	45,2%
Otros aprovisionamientos y servicios	(10.799)	(16.776)	5.978	(35,6%)	(6.574)	(7.767)	1.193	(15,4%)
Margen de Contribución	133.303	147.695	(14.392)	(9,7%)	60.602	77.945	(17.343)	(22,3%)
Trabajos para el inmovilizado	5.066	4.092	973	23,8%	3.405	2.295	1.110	48,4%
Gastos de personal	(17.923)	(17.740)	(184)	1,0%	(9.699)	(8.718)	(980)	11,3%
Otros gastos por naturaleza	(38.521)	(37.289)	(1.232)	3,3%	(18.517)	(19.776)	1.259	(6,4%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	81.924	96.758	(14.835)	(15,3%)	35.792	51.746	(15.954)	(30,8%)
Depreciación y amortización	(22.448)	(19.032)	(3.416)	18,0%	(11.187)	(9.260)	(1.928)	20,8%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIF 9	(10.930)	(3.818)	(7.112)	186,3%	(6.647)	(1.916)	(4.731)	246,9%
Resultado de Explotación (EBIT)	48.546	73.908	(25.362)	(34,3%)	17.957	40.570	(22.613)	(56,7%)
Resultado Financiero	2.617	1.103	1.513	137,2%	1.957	(100)	2.057	(2059,7%)
Ingresos financieros	8.432	5.066	3.366	66,5%	4.887	2.370	2.516	106,2%
Gastos financieros	(5.742)	(3.340)	(2.402)	71,9%	(3.114)	(1.716)	(1.398)	81,5%
Resultados por unidades de reajuste	349	(659)	1.008	(153,0%)	113	(772)	885	(114,7%)
Diferencia de cambio	(423)	37	(460)	(1239,0%)	72	18	54	301,4%
Resultado Antes de Impuestos	51.162	75.011	(23.849)	(31,8%)	19.914	40.470	(20.556)	(50,8%)
Impuesto sobre sociedades	(9.986)	(18.584)	8.598	(46,3%)	(4.012)	(9.193)	5.180	(56,4%)
Resultado del Período	41.176	56.427	(15.251)	(27,0%)	15.902	31.277	(15.375)	(49,2%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	41.176	56.427	(15.251)	(27,0%)	15.902	31.277	(15.375)	(49,2%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	0	0	(0)	(99,6%)	0	0	(0)	(99,4%)
Utilidad por acción \$ (*)	35,78	49,04	(13,25)	(27,0%)	13,82	27,18	(13,36)	(49,2%)

(*) Al 30 de junio 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\$81.924 millones al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución del 15,3% respecto al mismo período del año anterior, donde alcanzó los Ch\$96.758 millones.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2020, el **EBITDA** consolidado de Enel Distribución Chile fue de Ch\$35.792 millones, 30,8% inferior al EBITDA de Ch\$ 51.746 millones registrado durante el mismo período de 2019. Esta variación de Ch\$15.954 millones.

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 683.702 millones**, una disminución de Ch\$ 2.983 millones, equivalente a una disminución de 0,4% que se explica principalmente por:

- Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 7.312 millones, debido principalmente a un:
 - mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del periodo Ch\$ 19.083 millones.
 - una menor venta física de energía (-350 GWh) equivalente a Ch\$ 26.395 millones.
- Menores ingresos en otras ventas por Ch\$ 3.169 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) menores prestaciones por negocios no regulados como traslado de redes y empalmes por Ch\$ 1.080 millones.
- Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 1.357 millones, explicado principalmente por venta de línea de negocio a Enel X Chile en 2019 por Ch\$ 1.070 millones y menores otros ingresos por Ch\$ 287 millones.

Lo anterior, compensado por:

- Mayores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 8.854 millones, fundamentalmente por mayores ingresos de peajes en el segmento de transmisión zonal por Ch\$ 8.662 millones.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2020, los ingresos de explotación fueron de Ch\$ 324.161 millones, lo que representa una disminución de un 10% equivalente a Ch\$ 36.533 millones, que se explica principalmente por:

- Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 37.549 millones, debido principalmente a un:
 - menor precio medio de venta expresado en pesos Ch\$ Ch\$ 4.371 millones
 - una menor venta física de energía (-423 GWh) equivalente a Ch\$ 33.178 millones, reflejando los efectos de las cuarentenas establecidas en distintas comunas de Santiago producto de la pandemia por COVID-19.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 550.399 millones**, un aumento de Ch\$ 11.409 millones, equivalente a un 2,1% que se explica por:

- mayores compras de energía por Ch\$ 14.569 millones debido principalmente a
 - un mayor precio promedio de compra por Ch\$ 34.285
 - una menor compra física en el periodo (-347GWh) por Ch\$ 19.715
- mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 2.817 millones debido mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión,
- Menores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$5.978 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 y menores costos variables asociados a construcción de empalmes por Ch\$ 3.500 millones.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2020, los costos de explotación ascendieron a Ch\$263.559 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 19.191 millones, equivalente a un 6,8% que se explica principalmente por:

- menores compras de energía por Ch\$ 19.833 millones debido principalmente a
 - un mayor precio promedio de compra por Ch\$ 7.080
 - una menor compra física en el periodo (-456GWh) por Ch\$ 26.913

Los **Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$12.857 millones al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de Ch\$789 millones respecto a igual período del año 2019**, explicado principalmente como consecuencia de: (i) mayor gasto en la dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 1.128 millones; (ii) menor gasto en pago de indemnizaciones de Ch\$ 676 millones; y (iii) menores costos por bonos de desempeño por Ch\$ 266 millones; y (iv) lo anterior compensado por mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 973 millones.

Los **Otros Gastos por Naturaleza** alcanzaron los **Ch\$38.521 millones** al **30 de junio de 2020**, lo que representa un **aumento de Ch\$1.232 millones respecto a igual período del año anterior**, explicado principalmente por (i) mayores costos por servicios técnicos y de administración Ch\$1.658 millones; y (ii) lo anterior parcialmente compensado por menores costos asociados a mantenimiento por Ch\$ 426 millones.

En lo que respecta al segundo trimestre de 2020, los Otros Gastos por Naturaleza disminuyeron en Ch\$ 1.259 millones, como consecuencia principalmente de menores costos asociados a mantenimiento.

Depreciación, Amortización y Deterioro:

Aumento en Ch\$ 10.528 millones respecto a junio de 2019, explicado principalmente por mayor depreciación del activo inmovilizado por Ch\$1.082 millones, mayor amortización de intangibles por desarrollos informáticos Ch\$ 2.370 millones, compensado con menor amortización de activos en Leasing (NIIF 16) por Ch\$ 36 millones y aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 7.112 millones explicado principalmente por mayores provisiones por aumento de deuda comercial.

En lo que respecta al segundo trimestre ascendió a Ch\$ 17.834 millones, aumentando en Ch\$6.659 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\$1.928 millones; y aumento de Pérdidas por Deterioro (NIIF 9) por Ch\$ 4.731 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 junio de 2020 y 2019:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	%	2T2020	2T2019	Variación	%
Ingresos Financieros	8.432	5.066	3.366	66,5%	4.887	2.370	2.516	106,2%
Gastos Financieros	(5.742)	(3.340)	(2.402)	71,9%	(3.114)	(1.716)	(1.398)	81,5%
Diferencias de Cambio	(423)	37	(460)	(1239,0%)	72	18	54	301,4%
Resultados por Unidades de Reajuste	349	(659)	1.008	(153,0%)	113	(772)	885	(114,7%)
Total Resultado Financiero ENEL CHILE	2.617	1.103	1.513	137,2%	1.957	(100)	2.057	(2059,7%)
Resultado Antes de Impuesto	51.162	75.011	(23.849)	(31,8%)	19.914	40.470	(20.556)	(50,8%)
Impuesto sobre Sociedades	(9.986)	(18.584)	8.598	(46,3%)	(4.012)	(9.193)	5.180	(56,4%)
Resultado del Año	41.176	56.427	(15.251)	(27,0%)	15.902	31.277	(15.375)	(49,2%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	<i>41.176</i>	<i>56.427</i>	<i>(15.251)</i>	<i>(27,0%)</i>	<i>15.902</i>	<i>31.277</i>	<i>(15.375)</i>	<i>(49,2%)</i>
Atribuible a participaciones no controladoras	0	0	(0)	0,0%	0	0	(0)	0,0%

Resultado Financiero

El resultado financiero aumento en Ch\$ 1.513 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Mayores ingresos financieros por convenios, financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 1.714 millones, por mayores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 547 millones y por menores gastos financieros por intereses provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A. por Ch\$ 259 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\$ 1.007 millones.

Con respecto al segundo trimestre de 2020, el resultado financiero alcanzó una utilidad de Ch\$ 1.957 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 2.057 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 100 millones obtenida en el mismo período del 2019. Principalmente explicado mayores ingresos financieros por convenios por Ch\$ 1.440 millones y por mayores ingresos por reajustes y diferencia de cambio por Ch\$ 939 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\$ 322 millones.

Adicionalmente fueron reconocidos por efecto de mecanismo de ley de estabilización de precios, mayores Ingresos y costos financieros por Ch\$ 1.933 millones respectivamente. Además, la Compañía registró una utilidad y una pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 9.537 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\$ 9.986 millones a junio 2020, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 8.598 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por i) menor gasto por impuesto explicado por menor resultado antes de impuestos de la compañía ascendente a Ch\$ 6.439 millones, ii) menor gasto por impuesto por Ch\$ 1.599 millones por efecto de diferencias de impuestos años anteriores, y iii) menor gasto por impuesto por Ch\$ 465 millones por efecto de corrección monetaria.

Con respecto al segundo trimestre del 2020 el Impuesto a las Ganancias sobre las Sociedades ascendió a Ch\$ 4.012 millones, lo que representa un menor gasto de Ch\$5.180 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por i) menor gasto por impuesto explicado por menor resultado antes de impuestos de la compañía ascendente a Ch\$ 5.550 millones, ii) menor gasto por impuesto por Ch\$ 1.599 millones por efecto de diferencias de impuestos años anteriores, compensados con un mayor gasto por impuesto por Ch\$ 2.031 millones por efecto de corrección monetaria.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	jun-20	dic-19	Variación	Var %
Activos Corrientes	313.639	289.394	24.245	8,4%
Activos No Corrientes	1.267.542	1.175.551	91.991	7,8%
Total Activos	1.581.181	1.464.945	116.236	7,9%

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 30 de junio de 2020, **aumentaron en Ch\$ 116.236 millones**, correspondiente a un 7,9%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2019, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 24.245 millones** al 30 de junio de 2020 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 1.057 millones**, que se explica principalmente por un mayor saldo en bancos por Ch\$ 1.056 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$33.192 millones**, principalmente por una mayor facturación de energía del periodo por Ch\$ 37.211 millones y de otras prestaciones de servicio por Ch\$ 5.544 millones, lo anterior parcialmente compensado por una mayor estimación de deudores incobrables por Ch\$ 8.723 millones y clientes castigados por Ch\$ 1.310 millones.
- **Disminución de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 4.869 millones**, que se explica principalmente por disminución de costos asociados a proyectos de alumbrado.
- **Disminución de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 3.990 millones**, explicado principalmente por disminución de los pagos previsionales mensuales por Ch\$ 3.831 millones.
- **Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 1.544 millones**, que se explica principalmente por disminución de cuenta a cobrar a Enel Chile S.A por Ch\$ 3.305 millones, lo anterior se compensa parcialmente por un aumento de cuentas a cobrar a Enel X Chile S.A. por Ch\$ 1.893 millones

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 91.991 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2019, alcanzando los Ch\$ 1.267.542 millones al 30 de junio 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\$ 70.050 millones**, que se explica por un aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes en Ch\$ 62.302 millones, principalmente por la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según ley N° 21.185 del Ministerio de Energía por Ch\$ 62.614 millones, compensado con una reclasificación de la deuda de energía y retail por Ch\$ 312 millones y el aumento de deudores por Leasing a largo plazo por Ch\$ 7.691 millones.
- **Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 20.032 millones**, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 39.686 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 18.173 millones y bajas del ejercicio por Ch\$ 1.024 millones.
- **Disminución neta de Intangibles distintos a la plusvalía por Ch\$ 1.813 millones**, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 5.777 millones que se compensa parcialmente por amortización del período por Ch\$ 3.964 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE JUNIO DE 2020



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)	jun-20	dic-19	Variación	Var %
Pasivo Corriente	332.893	317.248	15.645	4,9%
Pasivo No corriente	364.136	301.770	62.366	20,7%
Patrimonio Total	884.152	845.927	38.225	4,5%
Atribuible a los propietarios de la controladora	884.152	845.927	38.225	4,5%
Participaciones no controladoras	0	0	0	4,4%
Total Patrimonio y Pasivos	1.581.181	1.464.945	116.236	7,9%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 30 de junio de 2020, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 116.236 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\$ 15.645 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\$ 55.185 millones**, que se explica principalmente por una disminución de cuentas por pagar por bienes y servicios por Ch\$ 34.910 millones, cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 16.691 millones y otras cuentas por pagar por Ch\$ 3.584 millones.
- **Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 70.873 millones**, que explica principalmente por mayores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 49.458 millones, producto de una mayor deuda a través de caja centralizada por Ch\$ 86.817 millones, compensado parcialmente por menores dividendos por pagar por Ch\$ 35.309 millones y disminución de otros servicios por Ch\$ 2.050 millones, mayores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 17.915 millones, por concepto de compras de energía, mayores obligaciones por servicios con Enel Global Services por Ch\$2.016 millones y mayores obligaciones por servicios con Enel X S.r.l por Ch\$ 1.222 millones.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 62.366 millones** al 30 de junio de 2020, y se explica como sigue:

- **Aumento de otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 34.039 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\$ 34.039 millones.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 28.575 millones**, que corresponde a deuda por concepto de compra de energía relacionada al mecanismo de estabilización tarifaria por Ch\$ 27.769 millones y Ch\$ 806 millones con Enel Generacion Chile y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. respectivamente.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 884.152 millones al 30 de junio de 2020

- **El patrimonio neto aumento en Ch\$ 38.225 millones respecto de diciembre de 2019** y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 38.895 millones, lo anterior se compensa por una disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 672 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	jun-20	dic-19	jun-19	Variación	Variación %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,94	0,91		0,03	3,3%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,93	0,9		0,03	3,3%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(19.254)	(27.854)		8.600	(30,9%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	0,79	0,73		0,06	8,2%
	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	14,09	11,49		2,60	22,6%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	7,0%		10,8%	(3,8%)	(35,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	13,7%		15,9%	(2,1%)	(13,4%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	7,8%		9,6%	(1,8%)	(18,4%)

(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 junio de 2020 alcanzó 0,94 veces, presentando un aumento de 3,3% respecto a diciembre de 2019. Este incremento está explicado fundamentalmente por un aumento de las cuentas por cobrar comerciales y del disponible en bancos.
- La **razón ácida** al 30 de junio de 2020, alcanza 0,93 veces, presentando un aumento de 3,3% con respecto al 31 de diciembre de 2019, también principalmente explicado por un aumento de las cuentas por cobrar comerciales y del disponible en bancos.
- El **capital de trabajo** negativo al 30 de junio de 2020 fue de Ch\$ 19.254 millones, presentando una variación negativa de Ch\$ 8.600 millones respecto a diciembre de 2019, se explica principalmente por disminución de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 33.192 millones, disminución cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 55.184 millones y un aumento en cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 70.873 millones.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en 0,79 veces, lo que indica que Enel Distribución Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 0,79 veces para el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2020, versus el 0,73 veces al 31 de diciembre de 2019. Esto muestra una situación estable de endeudamiento entre ambos periodos.
- La **cobertura de costos financieros** a junio de 2020 fue de 14,09 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 una disminución de gastos financieros.

- El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación, disminuyó en un 35,0% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 7,0% al 30 de junio 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 13,7% por el período terminado al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de un 13,4% respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se debe principalmente al aumento en los costos de compra de energía y peaje.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un 7,8% por el período terminado al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de un 18,4% respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se debe principalmente al aumento en los costos de compra de energía y peaje.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Distribución Chile generó un flujo de efectivo neto positivo de Ch\$ 1.319 millones por el período terminado al 30 de junio de 2020, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 2.453 millones con respecto al mismo período del año anterior.

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	jun-20	jun-19	Variación	Var %
Flujo de Operación	11.495	(2.189)	13.684	625,1%
Flujo de Inversión	(58.404)	23.403	(81.807)	(349,6%)
Flujo de Financiamiento	48.228	(22.348)	70.576	315,8%
Flujo neto del período	1.319	(1.134)	2.453	216,3%

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 11.495 millones en el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2020, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 13.684 millones respecto a junio de 2019. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 709.641 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\$ 2.810 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 692 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 647.549 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 23.117 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 10.457 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 13.000 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 6.350 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.921 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\$ 58.404 millones en el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2020, lo que representa una mayor salida de caja de Ch\$ 81.807 millones respecto al mismo período del año anterior. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 52.125 millones, compra de activos intangibles Ch\$ 9.586 millones y traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) con Enel Chile S.A. por Ch\$ 1.709 millones, compensado por traspaso de fondos de Contrato de Caja Centralizada (cobros) de Enel Chile S.A. por Ch\$ 4.981 millones e intereses recibidos por Ch\$ 35 millones.

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación fueron Ch\$ 48.228 millones, en el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2020, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 70.576 millones respecto a junio de 2020. Este flujo está originado principalmente por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (obtención) a Enel Chile S.A. por Ch\$ 505.679 millones, compensado por traspaso de fondos por Contrato de Caja Centralizada (pago) a Enel Chile S.A. por Ch\$ 418.898 millones, dividendos pagados de Ch\$ 35.678 millones, intereses pagados por Ch\$ 2.660 millones y pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 215 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 junio de 2020 y 2019:

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19
	Enel Distribución Chile	51.504	29.936	18.353
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	621	933	123	95
Luz Andes Ltda.	-	-	-	17
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	8	8
Total Consolidado	52.125	30.869	18.484	17.438

Las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 52.125 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.

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

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.

Riesgo de tipo de cambio.

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

- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$, o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

Durante el primer semestre de 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 junio de 2020, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$ 3.388.620 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.

Proyecto Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

A la fecha de cierre de estas notas, se tramita en el Congreso Nacional un 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.

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 continúa en desarrollo durante el año 2020.

A. 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.

B. Plan de Expansión de la Transmisión 2019

Cumpliendo con 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 propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión con fecha 22 de enero de 2019. Por su parte, la CNE convocó a los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 22 de abril de 2019. Posteriormente, mediante Resolución Exenta N°801 de fecha 23 de diciembre de 2019, CNE actualizó el registro de participación ciudadana y estableció listado refundido de participantes, usuarios e instituciones interesadas .

Siguiendo con las etapas del proceso, 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.

C. 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:

- i) Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018, que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.
- iii) Decreto N°5T/2018, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió a partir de su fecha de publicación.

- iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.
- v) Decreto N°6T/2017, que fija Valor Anual por Tramo de la Instalaciones de Transmisión Zonal y Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de Indexación para el bienio 2018-2019, publicado por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial el 5 de octubre de 2018 y que rige desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.
- vi) Decretos de Precios:

D. 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.

E. 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.

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.

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, corresponde al 18 de noviembre de 2020, según lo anunciado por la CNE.

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.