

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

- El número de clientes se incrementó en 3,1% (+ 59.260 clientes), alcanzando 1.963.156 clientes al 30 de septiembre de 2019, fundamentalmente como consecuencia de un crecimiento de 55.169 y 2.394 clientes en los sectores residencial y comercial, respectivamente.
- Las Inversiones en Capex alcanzaron los Ch\$ 61.461 millones, lo que representa un aumento de 18,01% respecto del periodo anterior.
- Las ventas físicas alcanzaron 12.922 GWh a septiembre de 2019, incrementándose en 2,5% (+310 GWh) respecto a septiembre de 2018.
- Los ingresos operacionales aumentaron en un 12,7% alcanzando Ch\$ 1.051.684 millones, principalmente por mayores ingresos por venta de energía.
- Las compras de energía aumentaron en 13,2% al totalizar Ch\$ 789.232 millones, debido principalmente por un mayor precio promedio de compra y a una mayor compra física (+333 GWh).
- Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 1.779 millones, principalmente por mayor dotación asociado a norma técnica y mayores costos por bonos de desempeño.
- Los Otros Gastos Fijos de Explotación aumentaron en Ch\$ 5.879 millones, como consecuencia de mayores costos asociados de Operación y Mantenimiento.
- Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA aumentó un 4,2% a septiembre de 2019, totalizando Ch\$ 143.949 millones.
- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Distribución Chile S.A. aumentó desde Ch\$ 82.377 millones en septiembre de 2018 a Ch\$ 86.063 millones en septiembre de 2019, principalmente por el mayor EBITDA del periodo.

Enel Distribución Chile S.A., es una de las compañías de distribución eléctrica más grande de Chile, en términos de número de clientes regulados, activos de distribución y ventas de energía. Opera en un área de concesión de 2.105 kilómetros cuadrados, bajo una concesión indefinida otorgada por el Gobierno de Chile, transmitiendo y distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen las zonas de nuestras filiales Empresa Eléctrica de Colina Ltda., Luz Andes Ltda. y Empresa de Transmisión Chena S.A. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

RESUMEN FINANCIERO

- La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha.
- La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se muestra a continuación:
 - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 3 millones.

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 2019 fue una utilidad de Ch\$ 86.063 millones, comparado con los Ch\$ 82.377 millones de utilidad registrados en el período anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019



A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuas) (millones de Ch\$)	sept-19	sept-18	Variación sep 19-sep 18	% Variación sep 19-sep 18
INGRESOS	1.051.684	933.177	118.507	12,7%
Ventas	1.048.468	929.527	118.941	12,8%
Ventas de Energía	987.323	875.789	111.534	12,7%
Otras Ventas	6.887	7.413	(526)	(7,1%)
Otras Prestaciones de Servicios	54.258	46.324	7.934	17,1%
Otros ingresos de explotación	3.216	3.650	(434)	(11,9%)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(831.181)	(726.073)	(105.108)	14,5%
Compras de energía	(789.232)	(697.130)	(92.102)	13,2%
Gastos de transporte	(18.767)	(7.222)	(11.545)	159,9%
Otros aprovisionamientos y servicios	(23.182)	(21.721)	(1.461)	6,7%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	220.503	207.104	13.399	6,5%
Trabajos para el inmovilizado	6.331	6.119	212	3,5%
Gastos de personal	(26.408)	(24.417)	(1.991)	8,2%
Otros gastos fijos de explotación	(56.477)	(50.598)	(5.879)	11,6%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	143.949	138.208	5.741	4,2%
Depreciación y amortización	(28.844)	(27.542)	(1.302)	4,7%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), por aplicación de NIIF 9	(4.370)	(3.080)	(1.290)	41,9%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	110.735	107.586	3.149	2,9%
RESULTADO FINANCIERO	3.385	5.061	(1.676)	(33,1%)
Ingresos financieros	7.473	8.630	(1.157)	(13,4%)
Gastos financieros	(5.021)	(5.027)	6	(0,1%)
Resultados por unidades de reajuste	749	1.370	(621)	(45,3%)
Diferencias de cambio	184	88	96	109,1%
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	-	-	-	0,0%
Resultados de otras inversiones	-	-	-	-
Resultados en ventas de activo	-	-	-	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	114.120	112.647	1.473	1,3%
Impuesto sobre sociedades	(28.057)	(30.270)	2.213	(7,3%)
RESULTADO DEL EJERCICIO	86.063	82.377	3.686	4,5%
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	86.063	82.377	3.686	4,5%
Resultado del periodo	86.063	82.377	3.686	4,5%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	86.063	82.377	3.686	4,5%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-
Utilidad por Acción Ch\$	74,79	71,59	3,20	4,5%

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 30 de septiembre de 2019 fue de Ch\$ 110.735 millones, mayor en 2,9% respecto de los Ch\$ 107.586 millones registrados en el periodo anterior. Por su parte, el EBITDA aumentó en Ch\$ 5.741 millones o 4,2% al alcanzar los Ch\$ 143.949 millones en septiembre de 2019.

Lo anterior, se explica fundamentalmente por lo siguiente:

Los **Ingresos de explotación fueron de Ch\$ 1.051.684 millones**, y aumentaron en Ch\$ 118.507 millones, equivalente a un 12,7% que se explica principalmente por mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 111.534 millones, debido principalmente a un mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del periodo, el efecto en tarifa que originó la aplicación de la norma técnica y una mayor venta física de energía (+310 GWh) y al aumento en otras prestaciones de servicios por Ch\$ 7.934 millones que se explica principalmente por una mayor facturación en peajes de transmisión zonal.

Los **costos de explotación ascendieron a Ch\$ 831.181 millones**, un aumento de Ch\$ 105.108 millones que se explican por mayores compras de energía por Ch\$ 92.102 millones debido principalmente a un mayor precio promedio de compra y una mayor compra física en el periodo (+333 GWh) y mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 11.545 millones debido mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión, además de mayores costos por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 1.461 millones, que se explican principalmente por mayores gastos por planes de emergencia por Ch\$ 1.214 millones.

Los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 1.779 millones** respecto a septiembre de 2018, explicado principalmente por mayor dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 1.265 millones y mayores costos por bonos de desempeño por Ch\$ 514 millones.

Por otro lado, durante el presente periodo hubo un **aumento en los costos fijos en Ch\$ 5.879 millones**, como consecuencia de mayores costos de operación y mantenimiento, asociado a la norma técnica de distribución.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019



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

Ingresos de actividades ordinarias (millones de Ch\$)	Saldo al		Variación	% Variación
	30-09-2019	30-09-2018	sep 19 - sep 18	sep 19 - sep 18
Ventas de energía	987.323	875.789	111.534	12,7%
Venta de electricidad Residencial	413.132	347.742	65.390	18,8%
Venta de electricidad Comercial	340.204	318.388	21.816	6,9%
Venta de electricidad Industrial	132.201	122.272	9.929	8,1%
Otros Consumidores	101.786	87.387	14.399	16,5%
Otras ventas	6.887	7.413	(526)	(7,1%)
Ventas de productos y servicios	6.887	7.413	(526)	(7,1%)
Otras prestaciones de servicios	54.258	46.325	7.933	17,1%
Peajes de transmisión y transporte	20.551	12.696	7.855	61,9%
Servicios de construcción de empalmes	11.552	9.439	2.113	22,4%
Arriendo equipos de medida	1.304	3.743	(2.439)	(65,2%)
Instalaciones específicas y redes	4.728	5.869	(1.141)	0,0%
Alumbrado público	8.691	8.657	34	0,4%
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.048.468	929.527	118.941	12,8%
Otros Ingresos por naturaleza				
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.972	1.383	589	42,6%
Cancelación fuera de plazo de facturación	373	573	(200)	(34,9%)
Recuperación deuda castigada	190	172	18	10,5%
Ingreso por multas a proveedores	434	486	(52)	(10,7%)
Otros Ingresos	247	1.036	(789)	(76,2%)
Total Otros ingresos por naturaleza	3.216	3.650	(434)	(11,9%)

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Distribución Chile S.A y filiales, para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018, se muestran a continuación:

Mercado	Clientes Sep-19	Clientes Sep-18	% Var Clientes	Ventas millones Ch\$ Sep-19	Ventas millones Ch\$ Sep-18	% Var Clientes	(*)Venta GWh Sep-19	(*)Venta GWh Sep-18	% Var GWH
Residencial	1.759.920	1.704.751	3,2%	413.132	347.742	18,8%	3.697	3.558	3,9 %
Comercial	150.741	148.347	1,6%	340.204	318.387	6,9%	3.728	3.910	(4,7 %)
Industrial	12.718	12.638	0,6%	132.201	122.272	8,1%	1.472	1.665	(11,6 %)
Peaje	716	448	60%	-	-	-	3.258	2.684	21,4 %
Otros	39.061	37.712	3,6%	101.786	87.388	16,5%	767	795	(3,5 %)
Totales	1.963.156	1.903.896	3,1 %	987.323	875.789	12,7%	12.922	12.612	2,5 %

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

Adicionalmente las pérdidas de energía ascendieron a septiembre 2019 a 4,90% (5,10% a septiembre de 2018).

• 5 •

Resultado no Operacional

A continuación, se presenta un resumen del resultado no operacional al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Resultado no Operacional (millones de Ch\$)	sept-19	sept-18	Variación sep 19-sep 18	% Variación sep 19-sep 18
RESULTADO FINANCIERO	3.385	5.061	(1.676)	(33,1%)
Ingresos financieros	7.473	8.630	(1.157)	(13,4%)
Gastos financieros	(5.021)	(5.027)	6	(0,1%)
Resultados por unidades de reajuste	749	1.370	(621)	(45,3%)
Diferencias de cambio	184	88	96	109,1%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	114.120	112.647	1.473	1,3%
Impuesto sobre sociedades	(28.057)	(30.270)	2.213	(7,3%)
RESULTADO DEL EJERCICIO	86.063	82.377	3.686	4,5%
	-	-	-	0,0%
Resultado del período	86.063	82.377	3.686	4,5%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	86.063	82.377	3.686	4,5%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-

- Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en Ch\$ 1.676 millones con respecto al ejercicio anterior, lo que se explica fundamentalmente por:

Menores ingresos financieros por convenios y financiamiento e intereses por mora por Ch\$ 1.078 millones, por un menor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 442 millones y por menores ingresos por intereses por Ch\$ 7 millones provenientes de un crédito estructurado con Enel Chile S.A., lo anterior compensado con mayores ingresos financieros relacionados a los flujos de financiamiento otorgados a la compañía a través de Contrato de Caja Centralizada por Ch\$ 404 millones.

Menores ingresos por reajustes por Ch\$ 621 millones compensado con una mayor utilidad por diferencia de cambio con proveedores por Ch\$ 96 millones.

- Impuestos a las Ganancias

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 28.057 millones a septiembre 2019, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 2.213 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por un mayor beneficio por Ch\$ 2.030 millones por efecto de corrección monetaria IPC.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	sept-19	dic-18	Variación Sep 19-dic 18	% Variación Sep 19-dic 18
Activos Corrientes	355.018	296.453	58.565	20%
Activos No Corrientes	1.035.705	982.927	52.778	5%
Total Activos	1.390.723	1.279.380	111.343	9%

- Los Activos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 58.565 millones, equivalentes a un 20%, que se explica principalmente por:
- ❖ Disminución de efectivo y equivalente al efectivo en Ch\$ 2.614 millones, producto de una disminución de saldos en bancos.
 - ❖ Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$ 109.031 millones, principalmente por un incremento de los deudores por venta en Ch\$ 114.232 millones, producto de actualizaciones de tarifas pendientes de aplicar a clientes por Ch\$ 100.785 millones y un incremento en la facturación por Ch\$ 13.186 millones, todo esto compensado con menores cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 2.010, menores deudores por leasing por Ch\$ 1.094 y una mayor provisión de estimación de deudores incobrables (principalmente por la aplicación de la Norma IFRS9) por Ch\$ 870 millones.
 - ❖ Disminución de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente en Ch\$ 51.807 millones, que se explica principalmente por disminución de cuenta a cobrar a Enel Chile S.A por Ch\$ 54.058 millones, lo anterior se compensa parcialmente por un aumento de cuentas a cobrar Enel X por Ch\$ 1.499 millones.
 - ❖ Aumento de otros activos no financieros corrientes en Ch\$ 2.684 millones, que se explica principalmente por mayores gastos anticipados asociados a proyectos.
 - ❖ Aumento de activos por impuestos corrientes por Ch\$ 2.120 millones, que se explica principalmente por pagos provisionales mensuales por Ch\$ 6.101 millones que se compensa por menores impuestos por recuperar de ejercicios anteriores de Ch\$ 3.824 millones.
 - ❖ Disminución de inventarios destinados a mantención por Ch\$ 852 millones.

- Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 52.778 millones, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 9.479 millones, que se explica por el aumento de deudores por Leasing a largo plazo.
 - ❖ Aumento neto de Propiedades plantas y equipos por Ch\$ 40.396 millones, que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 56.239 millones, reconocimiento de activos en Leasing por Ch\$ 4.140 millones producto de la entrada en vigencia de la NIIF 16 y aumento de inventario de materiales y equipos destinados a inversión por Ch\$ 7.961 millones, parcialmente compensado por la depreciación por Ch\$ 26.359 millones.
 - ❖ Aumento neto de Intangibles distintos a la plusvalía Ch\$ 2.889 millones, que corresponde principalmente a aumento de inversiones del período por Ch\$ 5.222 millones que se compensa parcialmente por amortización del período por Ch\$ 2.484 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	sept-19	dic-18	Variación Sep 19-dic 18	% Variación Sep 19-dic 18
Pasivos Corrientes	473.338	450.183	23.155	5%
Pasivos No Corrientes	66.429	63.065	3.364	5%
Patrimonio Neto	850.956	766.132	84.824	11%
Dominante	850.951	766.127	84.824	11%
Minoritario	5	5	-	0%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.390.723	1.279.380	111.343	9%

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a septiembre de 2019 un aumento de Ch\$ 111.343 millones respecto a diciembre de 2018, debido principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 23.155 millones, equivalentes a un 5%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 39.906 millones, que se explica principalmente por un aumento de cuentas por pagar a acreedores por compra de energía por Ch\$ 41.304 millones y por una disminución de otras cuentas por pagar por Ch\$ 1.398 millones.
 - ❖ Aumento de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 2.726 millones, que se explica principalmente por mayores impuestos corrientes (IVA) por Ch\$ 2.933 millones.
 - ❖ Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 15.435 millones, que explica principalmente por menores obligaciones con Enel Generación Chile S.A. por Ch\$ 11.889 millones, por concepto de compras de energía y menores obligaciones con Enel Chile S.A. por Ch\$ 3.483 millones, producto menores obligaciones por concepto de dividendos por pagar por Ch\$ 5.759 millones que se compensa por mayor deuda de préstamos por Ch\$ 3.698 millones.
 - ❖ Disminución de pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 5.039 millones, que se explica principalmente por una disminución en la provisión de Impuesto a la Renta.

- Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 3.364 millones, equivalentes a un 5%, que se explica principalmente por:
 - ❖ Aumento de otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 3.006 millones, que corresponde a obligaciones por leasing producto de la entrada en vigencia de la NIIF 16.
 - ❖ Disminución de otras provisiones no corrientes por Ch\$ 1.922 millones, que corresponde principalmente a disminución (pagos) en provisiones por reclamaciones legales por Ch\$ 2.045 millones.
 - ❖ Aumento de otros pasivos no financieros no corrientes por Ch\$ 1.261 millones por mayores obligaciones por aportes financieros reembolsables.
 - ❖ El patrimonio neto aumento en Ch\$ 84.824 millones respecto de diciembre de 2019 y se explica fundamentalmente por un aumento en ganancias acumuladas en Ch\$ 86.063 millones, lo anterior se compensa por una disminución de reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 2.020 millones.

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

Indicador	Unidad	sept-19	dic-18	Variación	Variación %	
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,75	0,66	0,09	14%
	Razón Acida (a) (2)	Veces	0,74	0,65	0,09	14%
	Capital de Trabajo	MM\$	(118.320)	(153.730)	35.410	(23%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento (3)	Veces	0,63	0,67	(0,04)	(6%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	87,7%	87,7%	(0,0%)	(0%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	12,3%	12,3%	0,0%	0%
	Cobertura Costos Financieros (b) (6)	Veces	35,21	39,51	(4,30)	(11%)
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	10,5%	12,6%	10,5%	(16%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	11,1%	16,9%	11,1%	(34%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	6,7%	10,1%	6,7%	(33%)

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

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

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de septiembre 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 por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó a septiembre 2019 un flujo neto negativo de Ch\$ 2.470 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	sept-19	sept-18	Variación sep 19-sep 18	% Variación sep 19-sep 18
de la Operación	4.487	32.440	(27.953)	(86,17%)
de Inversión	(102)	(79.548)	79.446	(99,87%)
de Financiamiento	(6.855)	7.508	(14.363)	(191,30%)
Flujo neto del período	(2.470)	(39.600)	37.130	(93,76%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 4.487 millones, lo que representa una disminución de 86,17% respecto de septiembre de 2018.

Este flujo está compuesto principalmente por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.036.807 millones, pagos de impuestos a las ganancias por Ch\$ 33.284 millones, pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 27.293 millones, otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 10.959 millones, pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente vender por Ch\$ 11.620 millones, otras salidas de efectivo por Ch\$ 733 millones y pagos por primas de pólizas suscritas por Ch\$ 815 millones, compensado por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 1.122.959 millones, cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos por Ch\$ 2.490 millones y otros cobros por actividades de la operación por Ch\$ 549 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 102 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 52.585 millones y Compra de activos intangibles Ch\$ 2.314 millones, compensado por cobros a entidades relacionadas por préstamos (Enel Chile S.A.) por Ch\$ 53.695 millones e intereses recibidos por Ch\$ 1.102 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 6.855 millones. Este flujo está originado principalmente por obtención de préstamos de entidades relacionadas por Ch\$ 661.821 millones (Enel Chile S.A.), compensado por dividendos pagados de Ch\$ 36.767 millones, pagos de pasivos por arrendamientos de Ch\$ 407 millones e intereses pagados por Ch\$ 41 millones y pago de préstamos a entidades relacionadas por Ch\$ 631.461 millones (Enel Chile S.A.).

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA
 (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación	Activo Fijo
	sept-19	sept-19		
Enel Distribución Chile	51.059	61.989	28.652	27.355
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	1.526	1.160	152	148
Luz Andes Ltda.	-	97	28	27
Empresa de Transmisión Chena S.A.	-	-	12	12
Total Consolidado	52.585	63.246	28.844	27.542

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

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

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

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

Riesgo de Tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Distribución Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

Tasa de interés fija al 30 de septiembre de 2019 100%

Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

Riesgo de liquidez.

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

Al 30 de septiembre de 2019, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$2.355 millones, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2018, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de Ch\$4.969 millones, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito.

Enel Distribución Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

Cuentas por cobrar comerciales: En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente.

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

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

Medición del riesgo.

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

REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

Aspectos Generales

1.- 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 seguridad del servicio, ii) Garantizar operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017. Hasta la interconexión, el SIC constituía el principal sistema del país, que se extendía longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. Por su parte, el SING cubría la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Límites a la Integración y Concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

a.1 Segmento de Generación

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

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

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

Energías Renovables no Convencionales

La Ley 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 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

a.2 Segmento de Transmisión

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

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad 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 su construcción. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

La remuneración de las obras nuevas corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. Por su parte, la remuneración de las obras nuevas se conforma por el valor de inversión resultante de la licitación y por el costo de operación y mantenimiento aplicable. En ambos casos, a partir del año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

La normativa vigente define que la transmisión se remunera por la suma de los ingresos tarifarios y la recaudación de los cargos por uso de los sistemas de transmisión. Dichos cargos son definidos (\$/kWh) por la CNE, de manera semestral.

a.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador (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 estudios 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.

En efecto, 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, tanto la CNE como las empresas de distribución, encargan estudios 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. 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 igual al 10% real anual.

El VAD se obtiene ponderando los resultados de los estudios encargados por la CNE y por las empresas a razón 2/3 – 1/3, respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del $\pm 4\%$.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

b) Temas Regulatorios 2019

Plan Normativo CNE 2019

Mediante Resolución Exenta N°790, de fecha 10 diciembre de 2018, 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 2019. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2019 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2018, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2019.

Reglamentos Publicados 2019

Reglamento de Servicios Complementarios. Con fecha 27 de marzo de 2019, el Ministerio de Energía aprueba el Decreto N°113/2017 correspondiente al Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Plan de Expansión de la Transmisión 2017

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, el Ministerio de Energía con fecha 8 de noviembre de 2018 fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes. Posteriormente, con fecha 9 de enero de 2019, el Ministerio de Energía fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que también deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

Plan de Expansión de la Transmisión 2018

En el marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018, la CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 30 de abril de 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. Siguiendo con las etapas del proceso, con fecha 14 de noviembre de 2018, la CNE publica Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018.

Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°14 de fecha 11 de enero de 2019. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Considerando lo anterior, la CNE publica el Informe Técnico Definitivo que contiene el Plan de Expansión Anual correspondiente al año 2018, mediante Resolución Exenta N° 334 de fecha 29 de mayo de 2019.

Plan de Expansión de la Transmisión 2019

En el marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019, la CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 22 de abril de 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución

El proceso de fijación de tarifas para el cuatrienio 2016 -2020 culminó el 24 de agosto de 2017 con la publicación en el Diario Oficial del Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

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

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, que actualizó el Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualizaba las tarifas del segmento de distribución 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 2018-2019 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 rige desde su fecha de publicación hasta el 3 de noviembre de 2020.
- iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.
- v) Decreto N°6T/2017, que fija Valor Anual por Tramo de la Instalaciones de Transmisión Zonal y Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de Indexación para el bienio 2018-2019, publicado por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial el 5 de octubre de 2018 y que rige desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.
- vi) Decretos de Precios:

-Precios de Nudo Promedio:

Con fecha 24 de marzo de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, 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 2018.

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2018. • 23 •

Con fecha 06 de mayo de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T, 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.

-Precios de Nudo de Corto Plazo:

Con fecha 25 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto 5T/2017, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2017.

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

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

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

c.2 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, 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.

c.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

Con fecha de 05 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°6T que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

c.4 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, el Regulador mediante Resolución Exenta CNE N°771 (29 de diciembre de 2017) emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana) realizaron observaciones a este informe durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°123 de fecha 13 de febrero de 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

Dentro de este proceso, en el marco del análisis y estudio de las discrepancias presentadas, el Panel de Expertos solicitó información adicional a la CNE. A raíz de esta solicitud, la CNE detectó inconsistencias en la aplicación de la metodología para la calificación de instalaciones, por lo cual inició un procedimiento administrativo de invalidación del mencionado proceso. En este contexto, con fecha 4 de septiembre de 2018 la CNE publicó Resolución Exenta N°613 mediante la cual invalidó las etapas ya realizadas del referido proceso, retro trayéndolo a la publicación del informe técnico preliminar. Así, con fecha 5 de octubre de 2018, CNE publicó un nuevo Informe Técnico Preliminar mediante Resolución Exenta N°673, el cual recibió las observaciones de los interesados inscritos en el proceso. Posteriormente, con fecha 21 de noviembre de 2018, la CNE mediante Resolución Exenta N°761 emitió el Informe Técnico Final de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Trasmisión para el periodo 2020-2023. Siguiendo con las etapas del proceso, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos. Finalmente, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta 244 publica Informe Técnico Final.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, la CNE mediante Resolución Exenta N°212 de fecha 15 de marzo 2018, emitió Informe Preliminar. Los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) enviaron las observaciones pertinentes y participaron del proceso de discrepancias ante el Panel de Expertos. Con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprueba 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 mediante Resolución Exenta N° 769 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, 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. De acuerdo con las etapas contempladas por la Ley, los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana), realizaron observaciones a este documento durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°124 de fecha 13 de febrero 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Luego de la culminación del proceso de Calificación de Instalaciones señalado precedentemente, la CNE mediante la Resolución Exenta N°272, con fecha 26 de abril de 2019, aprueba las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

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.

c.5 Licitaciones

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

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

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32,5\$US/MWh.

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

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

III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota N°3.b de los Estados Financieros).

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente,

se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.